



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA
COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS EN ARENAS
DEL TERCIARIO

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

JUAN EDGAR GUILLÉN MÉNDEZ

DIRECTOR DE TESIS:

M.I. MARIO BECERRA ZEPEDA



CIUDAD UNIVERSITARIA

MARZO 2012

AGRADECIMIENTOS Y DEDICATORIA

Agradezco al G.:A.:D.:U por prestarme la vida

A mi padre por enseñarme el valor del trabajo, la disciplina y la constancia.

A mi madre por darme los valores, por sus consejos, por haber confiado en mí siempre, ante todo y ante todos los que nunca imaginaron verme aquí.

A mi esposa por su apoyo, por su amor y por haberme ayudado en la elaboración de este trabajo.

A mis hijos por darme la felicidad de ser padre y la esperanza en el mañana.

A mis hermanos Angélica Nohelia, María Elena, Yenia Luisa, José Luis por su apoyo.

A mi hermano Andrés (Q.E.P.D) por cuidarme desde donde este.

A mis maestros por su paciencia y vocación y por hacer de esta universidad nuestra máxima casa de estudios.

A mis compañeros por su apoyo, por los momentos gratos e ingratos a su lado.

A mi asesor: M.I. Mario Becerra Zepeda por guiarme en la realización de este trabajo.

A los profesores:

Ing. Manuel Juan Villamar Viguera

Dr. Rafael Rodríguez Nieto

Ing. José Bernardo Martell Andrade

Ing. Israel Castro Herrera

Que tuvieron el gesto de leer, darle atención y tiempo a este trabajo para mejorarlo.

A todas las personas que me ayudaron e impulsaron a terminar este proyecto.

A la U.N.A.M. por haberme permitido estudiar en sus aulas

COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS EN ARENAS DEL Terciario

INTRODUCCIÓN	3
I. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	5
1.1 PRESIÓN	5
1.2 TEMPERATURA.....	7
1.3 FASE.....	8
1.4 COMPONENTE.....	9
1.5 PROPIEDADES DE LOS GASES.....	9
1.6 MEZCLAS DE GASES	13
1.7 COMPORTAMIENTO DE GASES REALES	16
1.8 PROPIEDADES PVT	24
II. PROPIEDADES PETROFÍSICAS	37
2.1 POROSIDAD	37
2.2 EMPACAMIENTO DE LOS GRANOS	39
2.3 FUERZAS CAPILARES Y PRESIÓN CAPILAR.....	41
2.4 MOJABILIDAD.....	43
2.5 ECUACIÓN DE DARCY	46
2.6 SATURACIÓN	51
2.7 TORTUOSIDAD	52
2.8 SUPERFICIE ESPECÍFICA	55
2.9 COMPRESIBILIDAD.....	56
III. ASPECTOS GEOLÓGICOS	58
3.1 INTRODUCCIÓN.....	58
3.2 ESTRUCTURAS PRIMARIAS.....	58
3.3 ESTRUCTURAS SECUNDARIAS NO DIASTRÓFICAS.....	61
3.4 FACIES SEDIMENTARIAS.....	62
3.5 ASPECTOS SEDIMENTARIOS	63
3.6 PROCESOS SEDIMENTARIOS	63
3.7 ESTRATIGRAFÍA.....	64
3.8 UNIDADES ESTRATIGRÁFICAS.....	65
3.9 CRITERIOS DE CORRELACIÓN	66
3.10 AMBIENTES DE DEPÓSITO	67
3.11 SEDIMENTOS CLÁSTICOS	77
3.12 DEFINICIÓN DE ARENA Y ARENISCA	77
3.13 GÉNESIS DE LA ARENA.....	79
3.14 CLASIFICACIÓN PETROGRÁFICA	80
3.15 DEFINIENDO PARÁMETROS.....	80
3.16 ESCALAS GRANULOMÉTRICAS	82

IV. COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS	87
4.1 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS	87
4.2 COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS DE ACEITE.	99
4.3 ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIA.....	115
4.4 FORMA GENERAL DE LA ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIA	116
4.5 ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIA COMO LA ECUACIÓN DE UNA LINEA	141
4.6 FORMA DE TRACY DE LA ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIA.....	171
V. ALTERNATIVAS DE EXPLOTACIÓN	174
5.1 CONTROL DE ARENAS.	174
VI. CONCLUSIONES	205
BIBLIOGRAFÍA	206

INTRODUCCIÓN

Nuestra sociedad industrial se alimenta, funciona y produce preponderantemente a base de petróleo. Si el abastecimiento de éste cesara de pronto, retrocederíamos súbitamente a condiciones del siglo XVIII. Sin exageración millones de personas morirían, pues sin petróleo la capacidad de alimentación del planeta disminuiría en forma catastrófica.

El petróleo es un recurso no renovable cuyo agotamiento, en términos globales, ya se visualiza. La historia de formación de los yacimientos de petróleo y gas explica la escasez relativa de estos fluidos. Para comenzar su formación se requiere de grandes acumulaciones de materia orgánica dentro de un medio acuático: lagos, mares y océanos, donde será sepultada por sedimentos finos, lodos arcillosos y lodos calcáreos, los cuales favorecen su transformación por medio de microorganismos, bacterias, etc. El porcentaje de conservación de la materia orgánica y de su incorporación en los sedimentos es muy pequeño. Progresivamente, a medida que continúa la sedimentación, el sedimento es trasladado a profundidades de decenas o cientos de metros en las que habrán valores más elevados de presión y temperatura a las que la materia orgánica se transforma, ya sea en gas o en petróleo, dependiendo de su maduración. Si el hundimiento no es suficiente, las cantidades de hidrocarburos que se generan son insignificantes; si el hundimiento continúa durante un largo tiempo, el aceite es reemplazado por gas.

Durante el proceso el petróleo o gas formado en el subsuelo, sufrirá una migración hasta encontrar algún receptáculo propicio para que se pueda almacenar, tenemos entonces un yacimiento petrolero.

Después de varios percances de reactores nucleares en el mundo, las perspectivas que ofrece la energía nuclear son inciertas. Respecto a otras fuentes de energía como la solar, la geotérmica, la eólica, la mareomotriz, la de biomasa, su uso inmediato es marginal. Los Estados Unidos, Canadá, Rusia y algunos países de Europa poseen enormes reservas de carbón; pero éste no podrá

sustituir fácilmente al petróleo en algunos de sus usos. Su costo de producción es muy alto y su empleo en plantas termoeléctricas se verá limitado por el calentamiento de la atmósfera debido al “Efecto invernadero”.

Para entender clara y equilibradamente los problemas que plantean por un lado la escasez mundial del petróleo y valorar por otro "la abundancia" de petróleo en México, que ocupa el lugar 17 en reservas probadas de hidrocarburos, con 10,404 millones de barriles y el lugar 31 en reservas probadas de gas natural con 1.3 billones de pies cúbicos, se necesita manejar la enorme, variada y compleja información que cubre virtualmente todo el espectro del conocimiento contemporáneo: la geología, la química, la biología, la ecología, la economía, demanda y abastecimiento, demografía y el funcionamiento de muchas otras tecnologías.

Si se presenta un incremento porcentual fijo en el consumo promedio anual de recursos energéticos, es muy simple mostrar que presenta un comportamiento exponencial.

Habida cuenta de su difícil situación, los países en vías de desarrollo fomentarán la explotación de fuentes renovables locales en la medida que les resulte práctico. Queda excluido el uso directo y generalizado de la luz solar, por cuanto no será rentable desde el punto de vista económico en las próximas décadas, ni siquiera en los casos más favorables. Sólo les resta a esas naciones, como fuente energética renovable la madera y la materia biológica sólida, lo que causará una fuerte carga a los sistemas ecológicos mundiales.

Harrison L. Tornes ha llamado a nuestra era *“La era de los hidrocarburos”*; derivó este nombre del libro de Daniel Yergin *“The price”* quien la llamó la *“La era de los hombres hidrocarburos”* Otro nombre es *“La época de los combustibles fósiles”* dado por M. King Gubert en 1962.

El propósito del presente trabajo es, a partir de una investigación bibliográfica mostrar el comportamiento de yacimientos en arenas. Se selecciono el periodo terciario por que es en ese lapso de tiempo en donde se localizan los yacimientos ubicados en el Sur; aunque no son de gran tamaño, si vale la pena estudiarlos.

I. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

Son propiedades de los fluidos que se pueden tener en un yacimiento de hidrocarburos, el conocimiento de sus propiedades es clave para predecir adecuadamente su comportamiento tanto en el yacimiento como en la superficie y así planear la mejor manera de explotarlos.

1.1 Presión

Es una fuerza de compresión que se aplica sobre la unidad de superficie.

1.1.1 Diagrama Presión-Volumen Para Una Sustancia Pura

La Figura 1-1 muestra dos curvas isotermas, (o sea que cada curva corresponde a una misma temperatura) de un diagrama típico presión-volumen para una sustancia pura. Considerando que el proceso comienza en el punto N°1 con una sustancia en fase líquida a temperatura constante, el volumen de la celda se incrementa removiendo el mercurio. Esto causa una reducción en la presión de p_1 a p_2 donde $p_2 = p_v$

Un cambio relativamente grande en la presión da lugar a un pequeño cambio en el volumen. Debido a que los líquidos son relativamente incompresibles.

Cuando la presión se reduce hasta la presión de vapor p_v , el gas comienza a formarse, debido a que un incremento en el volumen causa la vaporización del líquido. Manteniendo la presión constante hasta que todo el líquido se ha vaporizado; esto se representa como una línea recta horizontal en la Figura 1-1. Se muestra que la presión permanece constante a lo largo de la coexistencia del gas y el líquido, a temperatura constante. Después de que todo el líquido se ha vaporizado, continúa incrementándose el volumen, debido a la expansión del gas; se reduce la presión hasta p_3 , aumentando mucho el volumen debido a que el gas es altamente compresible. La pendiente de la curva isoterma es mucho menos pronunciada en la región de gas que en la región del líquido.

1.1.2 Punto de Burbujeo y Punto de Rocío

Considerando nuevamente el proceso de expansión a temperatura constante ilustrado por la línea 1-3 de la Figura 1.1. El punto en el cual las primeras moléculas salen del líquido y forman una pequeña burbuja de gas, es llamado *punto de burbujeo*. El punto en el cual una pequeña gota de líquido permanece es conocido como *punto de rocío*, el punto de burbujeo y el punto de rocío están indicados por cambios en la pendiente a lo largo de la curva isoterma.

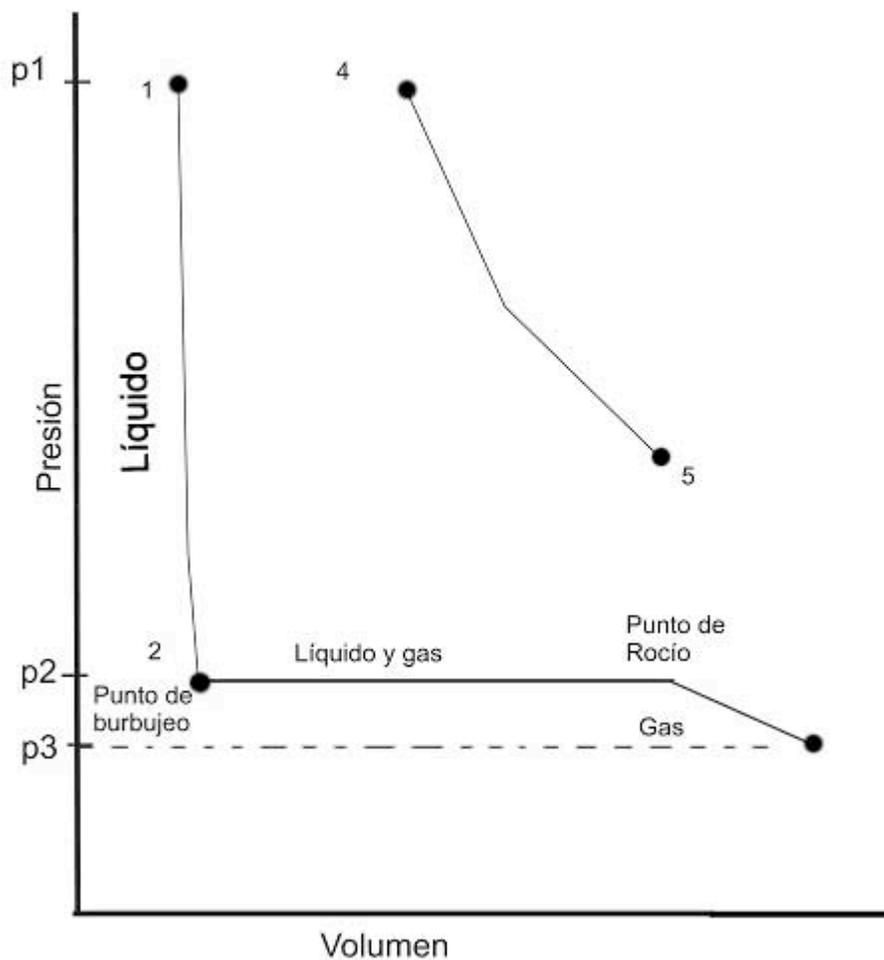


Figura 1.1 Diagrama presión- volumen típico de una sustancia pura por debajo de la temperatura crítica (William W. Mc Cain Jr. "The Properties of Petroleum Fluids" Tulsa Oklahoma 1990. Edit. Penwell Publishing)

1.1.3 Presión Crítica

A temperatura crítica, es la presión más alta en la que un gas puede coexistir en equilibrio con su líquido

1.1.4 Presión Hidrostática

Es la presión ejercida por las moléculas de un líquido confinado dentro de un recipiente.

1.1.5 Cricondenbara

En el diagrama de fases, es la presión más alta de la curva envolvente, como lo muestra la Figura 1-2.

1.2 Temperatura

La noción de temperatura es una de las más difíciles de precisar, por que la temperatura es una cantidad intensiva, no una cantidad extensiva, ya que se puede definir la igualdad de temperatura pero no su suma. La temperatura es una medida del valor medio de la energía cinética de las moléculas individuales de un cuerpo

1.2.1 Temperatura Crítica

Es la temperatura límite a la cual un gas no puede ser licuado por compresión. Por encima de esta temperatura es imposible condensar un gas aumentando la presión.

1.2.2 Cricondenterma

En el diagrama de fases, es la temperatura más alta de la curva envolvente, como lo muestra la Figura 1.2.

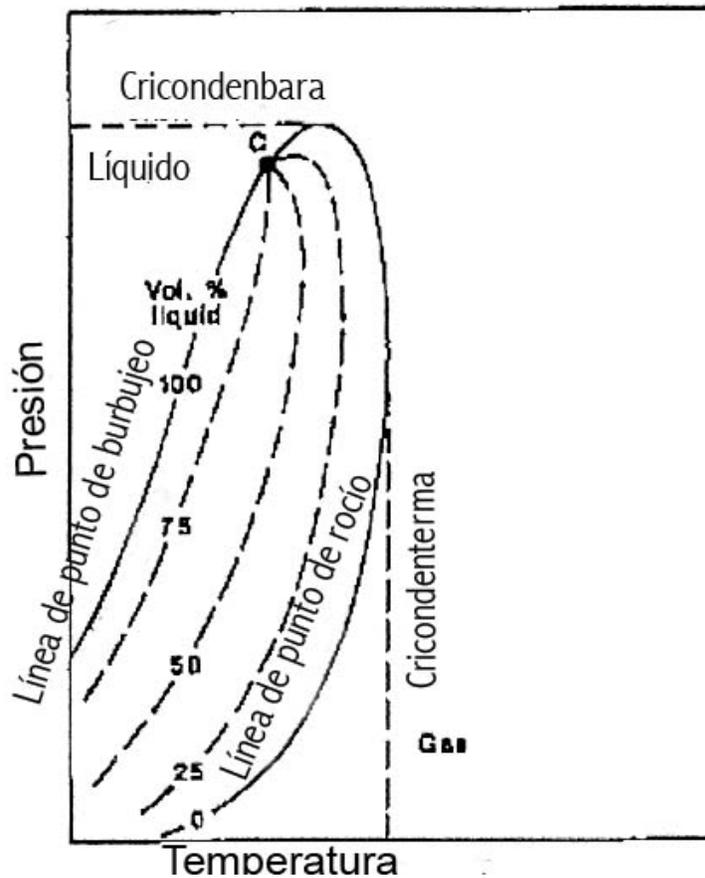


Figura 1.2 Diagrama típico de dos componentes, con las definiciones de cricondenbara y cricondenterma (William W. Mc Cain Jr. "The Properties Of Petroleum Fluids" Tulsa Oklahoma 1990. Edit. Penwell Publishing)

1.3 Fase

Se define como cualquier parte del sistema, que es homogéneo y físicamente distinto a otra parte del sistema; además presenta una frontera bien definida, existen en los yacimientos fase líquida y fase gaseosa (vapor).

1.4 Componente

Es el número más pequeño de variables constituyentes independientes mediante la cual, la composición de cada fase expresada para un sistema en equilibrio. Es la sustancia que está presente en una mezcla o en una disolución de la que forma parte.

1.5 Propiedades de los Gases

Un gas puede ser definido como un fluido homogéneo de baja densidad y baja viscosidad, que carece de forma, tampoco posee un volumen definido, pero se expande completamente en el recipiente que lo contiene. Sus propiedades difieren de los líquidos debido a que las moléculas de los gases están más apartadas que las de los líquidos. Debido a esto un cambio en la presión tiene efectos más significativos en la densidad de gas que en el líquido.

El término *Ecuación de Estado* relaciona el volumen molar con la presión y la temperatura, este es constitutivo ya que depende de la constitución o naturaleza de los componentes de la mezcla

Como un punto de partida en las ecuaciones de estado consideremos a un gas hipotético conocido como *gas ideal*. Es posible desarrollar la ecuación de estado de un gas ideal por dos caminos: primero de evidencia experimental y el segundo a partir de la teoría cinética. La forma de la ecuación para gases ideales será usada como base para los gases reales.

Un gas ideal posee las siguientes propiedades:

1. El volumen ocupado por las moléculas es insignificante con respecto al volumen ocupado por el gas.
2. No existen fuerzas atractivas ni repulsivas entre las moléculas ni entre estas y las paredes del recipiente.
3. Todas las colisiones de moléculas son perfectamente elásticas o entre las moléculas y las paredes del recipiente.

Partiendo de las propiedades de gas ideal, se podrá llegar a la ecuación de estado para un gas real.

1.5.1 Ecuación de Boyle

Boyle observó experimentalmente, que el volumen de un gas ideal es inversamente proporcional a la presión para una masa dada de gas, cuya temperatura se mantiene constante.

$$pV = Cte \quad (1-1)$$

1.5.2 Ecuación de Charles

Un trabajo experimental no publicado, atribuido a Charles en donde él estableció que el volumen de un gas ideal, es directamente proporcional a la temperatura de una masa dada de gas, cuando la presión se mantiene constante.

$$\frac{V}{T} = Cte \quad (1-2)$$

1.5.3 Ley de Avogadro

La ley de estado de Avogadro establece que a las mismas condiciones de temperatura y presión los volúmenes de todos los gases ideales contienen el mismo número de moléculas. Esto es equivalente a establecer que a una temperatura y presión dadas, el peso molecular de cualquier gas ideal ocupa el mismo volumen de un peso molecular de cualquier otro gas ideal.

Este valor es 2.73×10^{26} moléculas por libra-mole de gas ideal

1.5.4 La Ecuación de Estado de un Gas Ideal

Las ecuaciones de Boyle, Charles y Avogadro pueden ser combinadas para darnos una ecuación de estado para un gas ideal

De la ecuación de Boyle: $p_1V_1 = p_2V_2$ (1-3)

De la ecuación de Charles: $\frac{V_1}{T_1} = \frac{V_2}{T_2}$ (1-4)

Para una presión constante, despejando el volumen "V" a la temperatura T_2 se tiene que:

$$V = \frac{p_1V_1}{p_2} \quad (1-5)$$

Eliminando V en ambas ecuaciones e igualando:

$$\frac{p_1V_1}{p_2} = \frac{V_2T_1}{T_2} \quad (1-6)$$

Es decir:

$$\frac{p_1V_1}{T_1} = \frac{p_2V_2}{T_2} \quad (1-7)$$

Para la misma masa de gas $\frac{pV}{T}$ es constante.

Tenemos que $\frac{pV_M}{T} = R$ (1-8)

Donde R es llamada constante universal de los gases V_M es el peso molecular de un gas, el volumen para “ n ” moles de un gas ideal, la ecuación nos queda:

$$pV = nRT \quad (1-9)$$

donde V es el volumen de “ n ” moles de gas a una temperatura “ T ” y una presión “ p ”. Entonces “ n ” es la masa de un gas dividido entre el peso molecular dándonos:

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

Sustituyendo en (1-9)

$$pV = \frac{m}{M}RT \quad (1-10)$$

Es decir:

$$pV = \frac{RT}{M} \quad \text{o sea } pv = \frac{RT}{M} \quad (1-11)$$

donde “ m ” es la masa y “ v ” es el volumen por unidad de masa, es decir el volumen específico.

Esta expresión es llamada ley de los gases ideales, la ley general de los gases ó ley de los gases perfectos, para el presente trabajo se llamará: *Ecuación de estado para un gas ideal ó ecuación de gas ideal*. Esta ecuación tiene un límite práctico ya que un gas ideal no existe, pero se aproxima a describir el comportamiento de gases reales a bajas presiones y nos da un punto de partida para desarrollar ecuaciones de estado que describan más adecuadamente el comportamiento de gases reales a presiones elevadas. El valor numérico de R depende de las unidades usadas para expresar las variables.

1.5.5 Densidad de un Gas Ideal

La densidad puede ser definida como la masa del gas por unidad de volumen, una

ecuación de estado puede ser usada para calcular la densidad de un gas a diferentes presiones y temperaturas.

La ecuación puede expresarse como:

$$\rho_g = \frac{m}{v} = \frac{pM}{RT} \quad (1-12)$$

1.6 Mezclas de Gases

En ingeniería petrolera no se estudian gases solos, sino mezclas de diferentes gases, las leyes que gobiernan el comportamiento de las mezclas de gases ideales ahora pueden ser estudiadas y estas nos sirven de introducción para entender el comportamiento de las mezclas de gases reales.

1.6.1 Ley de Dalton de Presiones Parciales

La presión total ejercida por una mezcla de gases es igual a la suma de las presiones ejercidas por sus componentes. A la presión ejercida por cada uno de los componentes es conocida como presión parcial. Dalton postuló que la presión parcial de cada componente en una mezcla de gases, es igual a la presión que el componente ejercería completo, si estuviera sólo en el volumen ocupado por la mezcla de gases. Esto es válido solamente, cuando la mezcla y cada componente de la mezcla actúan como gases ideales. La ley de Dalton es también llamada *Ley de las presiones aditivas*.

La presión parcial ejercida por cada componente de una mezcla de gases puede ser calculada usando la ecuación de gas ideal. Considerando una mezcla que contiene n_A moles de un componente "A", n_B moles de un componente "B", n_C moles de un componente "C" y así sucesivamente. La presión parcial ejercida por cada componente de la mezcla de gases puede ser determinada como:

$$p_A = n_A \frac{RT}{V} \quad (1-13)$$

$$p_B = n_B \frac{RT}{V} \quad (1-14)$$

De acuerdo a la ley de Dalton, la presión parcial es la suma de las presiones parciales: $p = p_A + p_B + \dots + p_n$

Esto es:

$$p = \frac{RT}{V} \sum_j n_j = \frac{RT}{V} n \quad (1-15)$$

La relación de la presión del componente "j", "p_j" en la presión total de la mezcla es:

$$\frac{p_j}{p} = \frac{n_j}{\sum_j n_j} = \frac{n_j}{n} = y_j \quad (1-16)$$

Donde y_j es definida como la fracción mole del j-esimo componente en la mezcla de los gases ideales, es producto de la fracción mole por la presión total.

$$p_j = y_j p \quad (1-17)$$

1.6.2 Ley de Amagat de Volúmenes Parciales

Amagat postuló que el volumen total ocupado por una mezcla de gases, es igual a la suma de los volúmenes que los componentes puros ocuparían a la misma presión y temperatura. Es llamada también *Ley de los volúmenes aditivos*. La ley de Amagat de volúmenes parciales es análoga a la ley de Dalton de presiones parciales.

El volumen total ocupado por los componentes individuales es conocido como el volumen parcial. La ecuación es correcta solo si la mezcla y cada uno de los componentes obedecen la ecuación de gas ideal.

Si n_A moles de un componente "A", n_B moles de un componente "B"

$$V_A = n_A \frac{RT}{p} \quad (1-18)$$

$$V_B = n_B \frac{RT}{p} \quad (1-19)$$

De acuerdo a la ley de Amagat el volumen total es: $V=V_A+ V_B+ \dots$

Así:

$$V = n_A \frac{RT}{p} + n_B \frac{RT}{p} + \dots \quad (1-20)$$

La relación de volumen parcial del componente j en el total del volumen de la mezcla es:

$$\frac{V_j}{V} = \frac{n_j \frac{RT}{p}}{n \frac{RT}{p}} = \frac{n_j}{n} = y_j \quad (1-21)$$

El volumen de la fracción de un componente es igual a la fracción mol de ese componente.

1.6.3 Peso Molecular Aparente de una Mezcla de Gases

Ya que una mezcla de gases está compuesta de moléculas de varios tamaños, decir que una mezcla de gases tiene un peso molecular no es estrictamente correcto. Sin embargo, una mezcla de gases tiene un peso molecular definido, a este peso molecular se le conoce como: *peso molecular aparente* y se define como:

$$M_a = \sum_j y_j M_j \quad (1-22)$$

1.6.4 Densidad Relativa de Un Gas

La densidad relativa de un gas esta definida por la relación de la densidad del gas entre el aire seco medido a la misma temperatura y presión:

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_{\text{aire}}} \quad (1-23)$$

Donde: " γ_g " es la densidad relativa del gas.

Si asumimos que el comportamiento del gas y del aire pueden ser representados por una ecuación de gas ideal, la densidad relativa puede ser dada por:

$$\gamma_g = \frac{\frac{pM_{\text{gas}}}{RT}}{\frac{pM_{\text{aire}}}{RT}} = \frac{M_g}{M_{\text{aire}}} = \frac{M_g}{28.97} \approx \frac{M_g}{29} \quad (1-24)$$

Donde: M_a es el peso molecular aparente del aire y M_g es el peso molecular del gas. Si se trata de una mezcla de gases la ecuación sería:

$$\gamma_g = \frac{M_a}{M_{\text{aire}}} = \frac{M_a}{29} \quad (1-25)$$

Donde: M_a es el peso molecular aparente de la mezcla de gases. Esto es cierto solo si el gas y el aire se comportan como gases ideales.

1.7 Comportamiento de Gases Reales

Los investigadores han propuesto cientos de ecuaciones de estado para gases reales. Considerando primero *la ecuación de estado compresible*. Aunque esta ecuación tiene algunas limitaciones es la más usada en la industria petrolera.

El mejor camino para escribir una ecuación de estado para un gas real es el de agregar un factor de corrección en la ecuación de gas ideal:

$$pV = znRT \quad (1-26)$$

$$\text{Como: } n = \frac{m}{M}$$

$$pV M = zmRT \quad (1-27)$$

$$\frac{pM}{zRT} = \frac{m}{V} \quad (1-28)$$

Como: $\rho = \frac{m}{V}$

$$\rho_g = \frac{pM}{zRT} \quad (1-29)$$

Donde “z” es el factor de corrección y es conocido como *factor de compresibilidad* y la ecuación tiene varios nombres como: *ecuación de compresibilidad* o *ecuación de gas real*. Algunas veces al recíproco de la compresibilidad se le conoce como *supercompresibilidad*.

El factor “z” es la relación del volumen actualmente ocupado por un gas, a una presión y temperatura dadas entre el volumen actual y el volumen que ocuparía a las mismas condiciones un gas ideal:

$$z = \frac{V_{\text{actual}}}{V_{\text{gas ideal}}}$$

El factor “z” no es constante, varía con cambios en la composición del gas, presión y temperatura, debe ser determinado experimentalmente.

La forma de la curva es consistente con el entendimiento del comportamiento de los gases. A bajas presiones las moléculas de gas están relativamente lejos y el gas puede comportarse como un gas ideal. A presiones moderadas las moléculas están relativamente cerca, para ejercer cierta atracción, esta atracción causa que el volumen real sea menor que el volumen predicho por la ecuación de gas ideal y que el factor “z” sea menor a 1. Para altas presiones las moléculas son forzadas a estar más unidas unas con otras, entonces las fuerzas repulsivas entran en juego, entonces el volumen real es mayor que el volumen ideal y el factor “z” es mayor a 1. Este valor adimensional varía de 0.7 a 1.2, siendo 1 la representación de un comportamiento ideal.

$$p\left(\frac{V_a}{z}\right) = nR'T$$

Despejando: pV_a

$$pV_a = znR'T \quad (1-30)$$

donde: V_a = Volumen real de gas.

El factor desviación del gas puede ser determinado para cualquier gas o combinación de gases a una temperatura y presión deseadas, ya que “z” varía con la presión, temperatura y la composición de la mezcla de gases.

La omisión del factor de desviación de la mezcla de gases en el yacimiento puede introducir errores de alrededor del 30%.

Los factores de desviación, a la misma temperatura pueden ser bajos para un gas pesado y para el mismo gas puede ser bajo a una temperatura baja. Los factores de desviación para gases naturales son comúnmente medidos en el laboratorio con muestras de gases. Sí este es un líquido condensado al punto de muestreo, la muestra debe ser tomada de tal manera que represente una sola fase gaseosa, ya sea que se tomen de los separadores o de los tanques de almacenamiento ya sean de gas o de líquidos, en la proporción a como fueron producidos. El factor de desviación del gas en solución, es medido en muestras desarrolladas de la solución en aceite durante el proceso de liberación.

El factor de desviación de un gas, es comúnmente determinado por la medición del volumen de una muestra a una presión y temperatura deseadas y esa medición del volumen de la misma cantidad de gas a presión y a una temperatura lo suficientemente alta para que el material remanente este en fase gaseosa.

Sí el factor de desviación del gas no puede ser medido, este puede ser estimado a partir de la densidad relativa del gas. El método usa una correlación para estimar la temperatura y presión pseudocríticas para un gas, conociendo la densidad relativa.

Esta correlación fue desarrollada por Sutton, quien se basó en 264 diferentes muestras de gas, como se ve en la Figura 1.3

Sutton determinó un análisis por regresión con los datos crudos y obtuvo la siguiente ecuación que trabaja bien en el rango de $0.57 < \gamma_g < 1.68$

$$pPc = 756.8 - 131\gamma_g - 3.6\gamma_g^2 \quad (1-31)$$

$$TPc = 169.2 + 349.5\gamma_g - 7.4\gamma_g^2 \quad (1-32)$$

Donde:

pPc = presión pseudocrítica en $\frac{lb}{pg^2}$

TPc = temperatura pseudocrítica en °R

Habiendo obtenido los valores de presión y temperatura pseudocríticas el factor de desviación se encuentra usando la correlación de la Figura 1.4

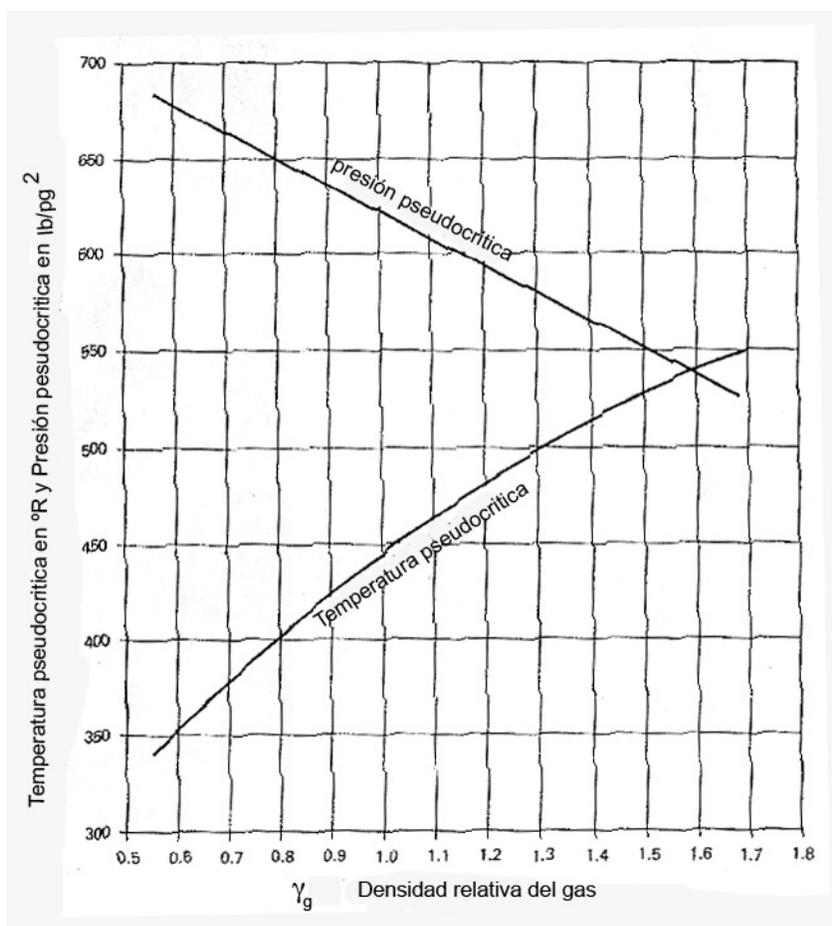


Figura 1.3 Propiedades pseudocríticas de los gases naturales. (R.P. Sutton "Compressibility Factors for High-Molecular-Weight Reservoir Gases" Paper SPE 14265)

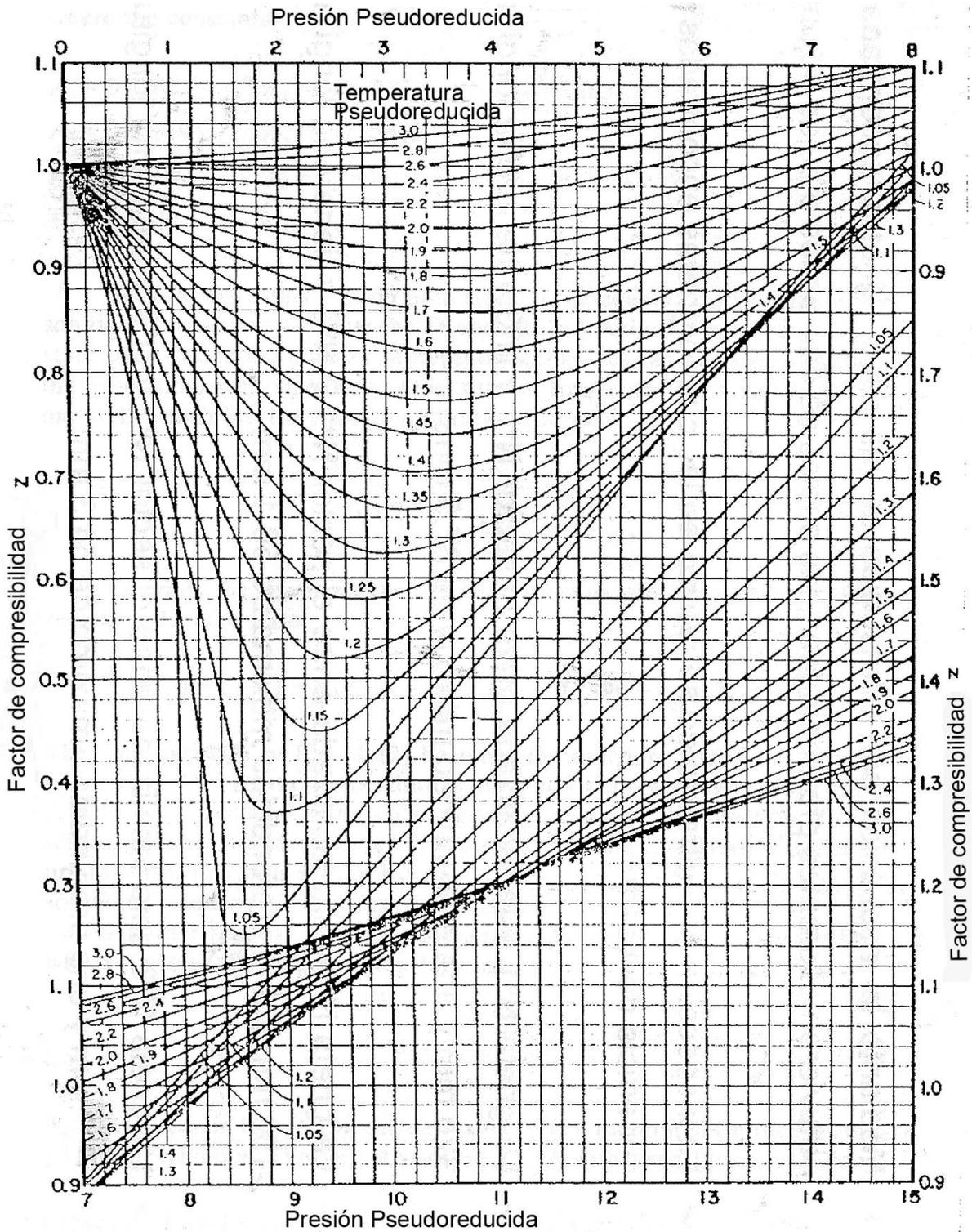


Figura 1.4 Factores de compresibilidad para gases naturales (Standing and Katz, Trans, AIME, 146,140, Copyright 1942 SPE-AIME)

1.7.1 Ley de Estados Correspondientes

Las graficas de las curvas isothermas de los factores de compresibilidad, para el metano, etano y propano, son similares. Esto ayuda a desarrollar la ley de los estados correspondientes y se define en términos de *temperatura reducida* y *presión reducida*. La temperatura reducida y la presión reducida se definen como:

$$T_r = \frac{T}{T_c} \quad (1-33)$$

$$p_r = \frac{p}{p_c} \quad (1-34)$$

Donde:

T_r = Temperatura reducida.

T = Temperatura.

T_c = Temperatura critica.

p_r = presión reducida.

p_c = presión critica.

La ley de estados correspondientes es más exacta, si los gases son de características moleculares similares. Afortunadamente muchos de los gases con los que el ingeniero petrolero trata, son compuestos primarios de moléculas de la misma clase de compuestos orgánicos, conocidos como hidrocarburos parafínicos.

1.7.2 Ecuación de Compresibilidad de Estado Para Mezclas de Gases

La ley de estados correspondientes ha sido extendida para cubrir mezclas de gases que están cercanamente relacionados. Obtener el punto crítico para mezclas multicomponentes es difícil, por consiguiente los términos de temperatura pseudocrítica y de presión pseudocrítica fueron inventados. Estas se definen como:

$$T_{pc} = \sum_j y_j T_{c_j} \quad (1-35)$$

$$p_{pc} = \sum_j y_j p_{c_j} \quad (1-36)$$

Donde:

T_{pc} = Temperatura pseudocrítica

p_{pc} = Presión pseudocrítica

Las propiedades pseudocríticas no son iguales a las actuales propiedades críticas de una mezcla de gases. Las ecuaciones anteriores son llamadas *normas de mezclas de Kay*

Las propiedades físicas de las mezclas de gases son correlacionadas con la temperatura pseudoreducida y la presión pseudoreducida, de la misma manera que las propiedades de los gases puros se correlacionan con la temperatura reducida y la presión reducida.

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} \quad (1-37)$$

$$p_{pr} = \frac{p}{p_{pc}} \quad (1-38)$$

Los factores de compresibilidad para los gases naturales han sido correlacionados utilizando propiedades pseudoreducidas.

1.7.3 Factor de Volumen de Gas

El factor de volumen de gas se define como, el volumen de gas a las condiciones de yacimiento requerido, para producir un metro cúbico de gas en la superficie. Se calcula como la relación del volumen ocupado por el gas a las condiciones de yacimiento al mismo volumen de gas a las condiciones superficiales:

$$B_g = \frac{\text{Volumen de gas}_{@C.de Y.}}{\text{Volumen de gas}_{@C.de S.}}$$

A partir de la ecuación de los gases reales (1-26) $pV = znRT$

$$V_{@C.de Y.} = \frac{(z_{@C.de Y.})nRT_{@C.de Y.}}{p_{@C.de Y.}}$$

$$V_{@C.de S.} = \frac{(z_{@C.de S.})nRT_{@C.de S.}}{p_{@C.de S.}}$$

$$Bg = \frac{\frac{(z_{@C.de Y.})nRT_{@C.de Y.}}{p_{@C.de S.}}}{(z_{@C.de S.})nRT_{@C.de S.}}$$

$$Bg = \frac{\frac{(z_{@C.de Y.})T_{@C.de Y.}}{p_{@C.de Y.}}}{\frac{(z_{@C.de S.})T_{@C.de S.}}{p_{@C.de S.}}}$$

Como: $z_{@C.de S.} = 1$, si $T_{@C.de S.} = 60^\circ F$ ó $520^\circ R$ y $P_{@C.de S.} = 14.7 \frac{lb}{pg^2}$

$$Bg = \frac{(z_{@C.de Y.})T_{@C.de Y.} (p_{@C.de S.})}{(T_{@C.de S.} (p_{@C.de Y.}))}$$

Donde:

@C.de Y. = Condiciones de yacimiento

@C.de S. = Condiciones estándar

1.8 Propiedades pVT

El petróleo (un término equivalente de aceite o crudo) es una mezcla compleja, consistente predominantemente de hidrocarburos, aunque también contiene azufre, nitrógeno, oxígeno, helio, bióxido de carbono, por ejemplo, en cantidades menores. Las propiedades físicas y químicas varían considerablemente y dependen de la concentración de los diversos tipos de hidrocarburos y otros componentes presentes.

Una descripción exacta de las propiedades físicas de los crudos es de vital importancia en el campo y en la teoría, es de especial importancia en la solución de problemas de ingeniería de yacimientos.

Las propiedades físicas de interés primario en los estudios de ingeniería petrolera son:

1. Densidad del fluido.
2. Compresibilidad isotérmica
3. Constantes de equilibrio gas-líquido
4. Factor de volumen de aceite
5. Viscosidad de los fluidos.
6. Presión de burbujeo.
7. Tensión superficial.

Estas propiedades de los fluidos son usualmente determinadas en experimentos de laboratorio con muestras de fondo ó superficiales. En ausencia de mediciones experimentales, es necesario determinarlas mediante correlaciones empíricas.

1.8.1 Densidad del Crudo y Densidad Relativa

La densidad del aceite es definida como la masa por unidad de volumen a una cierta presión y volumen. Es usualmente expresada en $\frac{\text{lb}}{\text{gal}}$, $\frac{\text{lb}}{\text{pie}^3}$, $\frac{\text{gr}}{\text{cm}^3}$, $\frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$

La densidad relativa es la relación de la densidad del aceite entre la densidad del agua:

$$\rho = \frac{m}{V} \quad (1-40)$$

Donde:

ρ = Densidad

m= Masa

V= Volumen.

O bien

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_{\text{agua}}} \quad (1-41)$$

Donde

γ_o = Densidad relativa del aceite

ρ_o = Densidad del aceite

ρ_{agua} =Densidad del agua ($1000 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$) ($63.47 \frac{\text{lb}}{\text{gal}}$)

En la industria petrolera utilizamos la densidad en grados API, la cual se define como:

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \quad (1-42)$$

El rango es usualmente de 31.1° API para crudos ligeros, para crudos medios entre 22.3 a 31 °API, por debajo de los 22.3 °API se consideran crudos pesados.

El agua tiene una densidad de 10°API así que para crudos mayores a 10 estos flotarán, pero para menores a 10 se hundirán

1.8.2 Compresibilidad Isotérmica Para Crudos Bajosaturados

Algunas veces, es deseable el trabajar con valores de compresibilidad del líquido mas que con los relativos a los factores de volumen. La compresibilidad o modulo volumétrico de elasticidad del líquido se define como:

$$C_o = -\frac{1}{V} \left(\frac{dV}{dp} \right)_T \quad (1-43)$$

Es un incremento de volumen al variar la presión, los líquidos son menos compresibles que los gases:

Donde:

Co= Compresibilidad isotérmica del crudo

$\left(\frac{dV}{dp}\right)_T$ = Pendiente de la curva, pero como es una pendiente negativa, el signo

menos transforma a la compresibilidad “Co” en un número positivo, debido a que los valores de volumen V y la pendiente $\left(\frac{dV}{dp}\right)_T$ son diferentes para cada presión,

El volumen se expande a medida que la presión declina. Un promedio de compresibilidades se puede usar para escribir la ecuación (1-43) en la forma diferencial

$$C_o = -\frac{1}{V} \left(\frac{V_1 - V_2}{p_1 - p_2} \right)_T \quad (1-44)$$

La referencia del volumen V en la ecuación (1-44) puede ser V_1 , V_2 o un promedio de V_1 , V_2 Esto es comúnmente reportado para referenciar un volumen pequeño, que es el volumen dado a una alta presión.

1.8.3 Solubilidad del Gas

La solubilidad del gas “Rs” está definida como el número de pies cúbicos de gas a condiciones estándar (1 atm, 20° C) que puede disolver un barril (159 litros) de aceite estabilizado a cierta presión y temperatura. La solubilidad de un gas natural en un crudo está fuertemente relacionada con la presión, temperatura, densidad °API y la densidad del gas.

Para un gas y crudo en particular, que coexisten a una temperatura constante, la solubilidad se incrementa cuando la presión de saturación se alcanza. A una presión de saturación (presión de burbujeo) todo el gas disponible es disuelto en el aceite y la solubilidad del gas alcanza su valor máximo.

Una curva de solubilidad típica es función de la presión para un crudo bajosaturado como se muestra en la Figura 1.5:

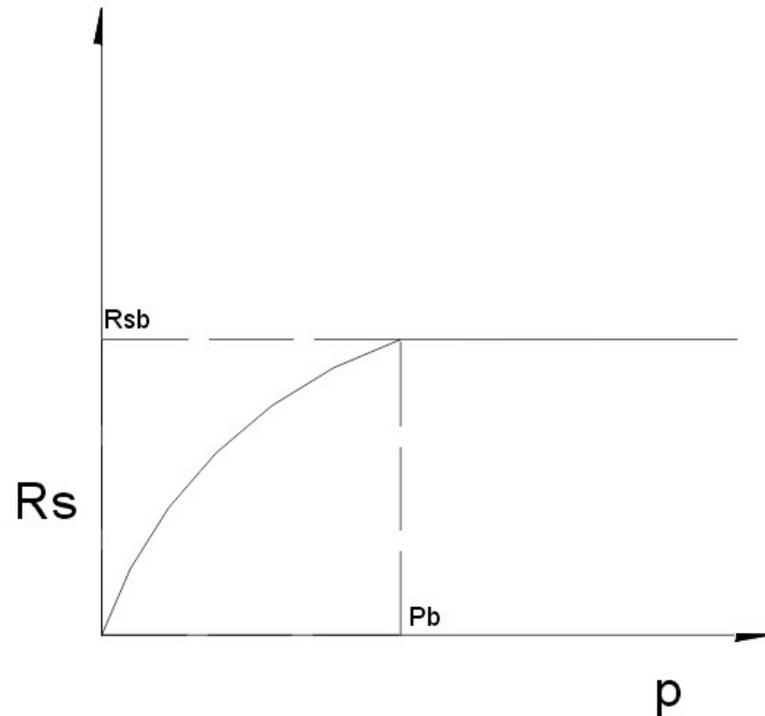


Figura 1.5 Relación de solubilidad Vs Presión

Cuando la presión de burbujeo es alcanzada ya no hay mas gas que se pueda disolver, entonces la solubilidad del gas permanece constante.

1.8.4 Factor de Volumen de Aceite

El factor de volumen de aceite " B_o " es definido, como la relación del volumen de aceite (mas el gas en solución) a la temperatura y presión del yacimiento entre el volumen de aceite a condiciones estándar. Evidentemente " B_o " es siempre mayor ó igual a 1, puede expresarse matemáticamente como:

$$B_o = \frac{(V_o + gd)_{p,T}}{(V_o)_{sc}} \quad (1-45)$$

De modo que:

$$B_o = \frac{\text{Volumen de aceite + gas disuelto @C.de Y.}}{\text{Volumen de aceite @C.de S.}}$$

Donde:

$$B_o = \text{Factor de volumen} \frac{\text{Barriles @C.de Y.}}{\text{Barriles @C.de S.}}$$

$(V_o)_{p,T}$ = volumen de aceite (Barriles @C.de Y.)

$(gd)_{p,T}$ = volumen de gas disuelto (Barriles @C.de Y.)

$(V_o)_{sc}$ = volumen de aceite (Barriles @C.de S.)

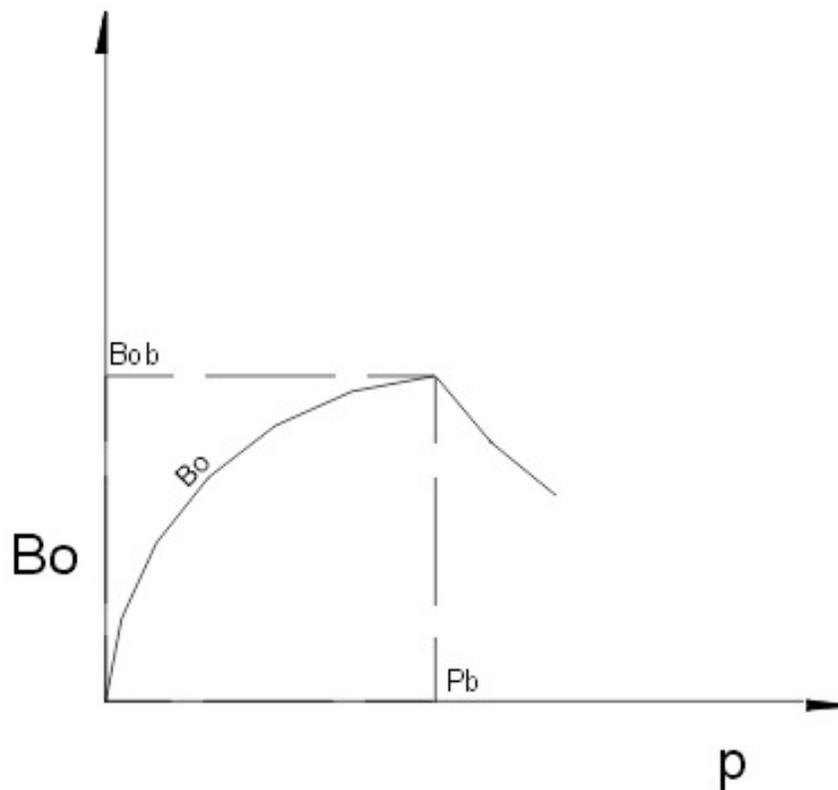


Figura 1.6 Factor de volumen del aceite vs. Presión

La Figura 1.6 es una típica curva del factor de volumen, en función de la presión para un aceite bajosaturado ($p_i > p_b$). Si la presión se reduce por debajo de la presión inicial del yacimiento “ p_i ” el volumen del aceite se incrementa por la expansión del aceite. Este comportamiento resulta en un incremento del factor de volumen y puede continuar hasta que la presión de burbujeo sea alcanzada. Si la presión se reduce por debajo de la presión de burbujeo (p_b) el volumen de aceite y B_o se reducen. Cuando las condiciones de presión y temperatura se aproximan a las condiciones atmosféricas 60°F (15.5°C) y $14.7 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$ (1atm), el valor de “ B_o ” tiende a la unidad ($B_o=1$).

1.8.4.1 Correlaciones Para el Cálculo del Factor de Volumen.

Para aceite saturado:

Correlación de M.B. Standing

Esta correlación establece las relaciones empíricas, observadas entre la presión de saturación y el factor de volumen de aceite, en función de la razón gas disuelto-aceite, las densidades del gas y del aceite producidos, la presión y la temperatura. La correlación se estableció para crudos de bajo encogimiento.

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

$$p = 18 \left[\left(\frac{R_s}{Y_{gd}} \right)^{0.83} 10^{(0.00091T - 0.0125^\circ \text{API})} \right] \quad (1-46)$$

Por lo que despejando la relación gas-disuelto-aceite (R_s) de la ecuación anterior se tiene:

$$R_s = Y_{gd} \left[\left(\frac{p}{18} \right) 10^{(0.0125^\circ \text{API} - 0.00091T)} \right]^{\frac{1}{0.83}} \quad (1-47)$$

El factor de volumen del aceite fue correlacionado con la relación gas-disuelto-aceite, la temperatura, la densidad relativa del gas y la densidad del aceite.

$$B_o = 0.972 + 0.000147(F)^{1.175} \quad (1-48)$$

Donde:

$$F = R_s \left(\frac{Y_{gd}}{Y_o} \right)^{0.5} + 125T \quad (1-49)$$

Para el aceite bajosaturado

El primer paso para obtener las propiedades del aceite bajosaturado es la determinación de la presión de saturación del aceite.

La correlación de Standing nos establece:

$$p_b = 18 \left[\left(\frac{R}{Y_{gd}} \right)^{0.83} 10^{(0.00091T - 0.0125^\circ \text{API})} \right] \quad (1-50)$$

La compresibilidad del aceite bajosaturado esta dada por la siguiente ecuación:

$$C_o = \frac{(C_1 + C_2 R_s + C_3 T + C_4 Y_{gs} + C_5 ^\circ \text{API})}{C_6 p} \quad (1-51)$$

Donde:

$$C_1 = -1433$$

$$C_2 = 5$$

$$C_3 = 17.2$$

$$C_4 = -1180$$

$$C_5 = 12.61$$

$$C_6 = 1 \times 10^5$$

La densidad del aceite bajosaturado está dado por la siguiente expresión:

$$\rho_o = \rho_{ob} \text{Exp}(C_o (p - p_b)) \quad (1-52)$$

La viscosidad del aceite bajosaturado se obtiene de la siguiente manera:

$$\mu_o = \mu_{ob} \left(\frac{p}{p_b} \right)^m \quad (1-53)$$

Donde:

$$m = C_1 p^{C_2} \exp(C_3 + C_4 p) \quad (1-54)$$

Donde:

$$C_1 = 2.6$$

$$C_2 = 1.187$$

$$C_3 = -11.513$$

$$C_4 = -8.98 \times 10^{-5}$$

Para el factor de volumen se tiene la siguiente ecuación:

$$B_o = B_{ob} \exp(-C_o(p - p_b)) \quad (1-55)$$

1.8.5 Factor de Volumen Total

Para describir La relación presión-volumen en sistemas de hidrocarburos, que están por debajo de la presión de burbujeo, es conveniente expresar la relación en términos del factor de volumen total en la formación.

El factor de volumen total se define como el volumen total de un sistema, independientemente del número de fases que presenta. El factor de volumen total de la formación se denota "Bt" y es definido como la relación del volumen total del sistema de hidrocarburos a la presión y temperatura, por unidad de volumen del aceite estabilizado. Debido a que los sistemas de hidrocarburos están en una ó dos fases, por eso el término factor de volumen en dos fases es sinónimo de factor de volumen total.

Matemáticamente "Bt" es definido por la relación:

$$B_t = \frac{(V_o)_{p,T} + (V_g)_{p,T}}{(V_o)_{sc}} \quad (1-56)$$

Donde:

B_t = factor de volumen total $\frac{\text{Barriles @C.de Y.}}{\text{Barriles @C.de S.}}$

$(V_o)_{p,T}$ = volumen de aceite (Barriles @C.de Y)

$(V_g)_{p,T}$ = volumen de gas liberado a (Barriles @C.de Y)

$(V_o)_{sc}$ = volumen de aceite (Barriles @C.de S.)

El comportamiento de B_t se aprecia en la Figura 1.7

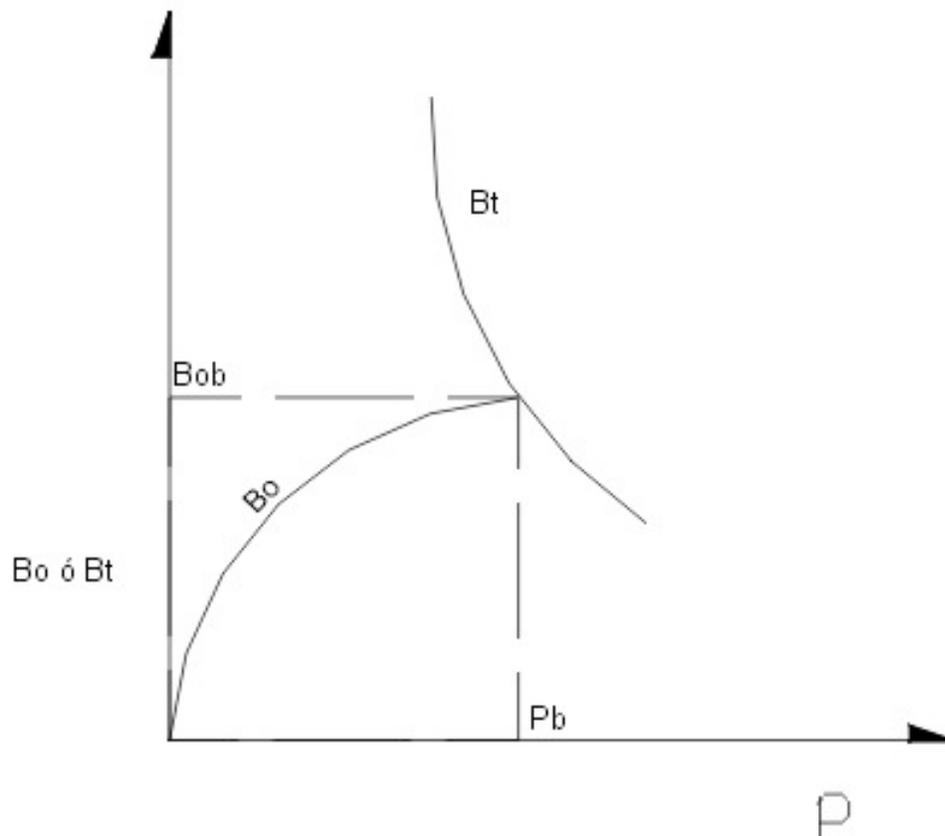


Figura 1.7 Factor de volumen total Vs presión

B_o y B_t son iguales cuando la presión es mayor o igual a la presión de burbujeo, debido a que sólo existe una fase.

Considerando una muestra de crudo colocado en una celda pVT a temperatura del yacimiento y a presión de burbujeo, asumiendo que la muestra de aceite es suficiente para producir un barril de aceite a condiciones estándar. “Rsb” representa la solubilidad del gas a la presión de burbujeo, cuando se baja la presión hasta “p” la porción se expande y ocupa cierto volumen en la celda pVT, Rs y Bo representan la correspondiente solubilidad del gas y el factor de volumen de aceite a esa presión “p” obviamente el término (Rsb-Rs) representa el volumen del gas libre medido en pies cúbicos a condiciones estándar (SCF= Standard cubic feet) por barril de aceite estabilizado.

El volumen de gas libre a condiciones de la celda es:

$$(Vg)_{p,T} = (Rsb-Rs)Bg \quad (1-57)$$

Donde:

$(Vg)_{p,T}$ = Volumen de gas libre a presión y temperatura de yacimiento

$$\frac{\text{Barriles de gas @C.de Y}}{\text{Barriles de aceite @C.de S}}$$

El volumen del aceite remanente en la celda a sus condiciones de presión y temperatura es:

$$(Vo)_{p,T} = Bo \quad (1-58)$$

De la definición del factor de volumen en dos fases:

$$Bt = Bo + (Rsb-Rs)Bg \quad (1-59)$$

La precisión de la estimación de Bt depende de la exactitud de los parámetros pVT estimados: Bo, Rsb, Rs y Bg

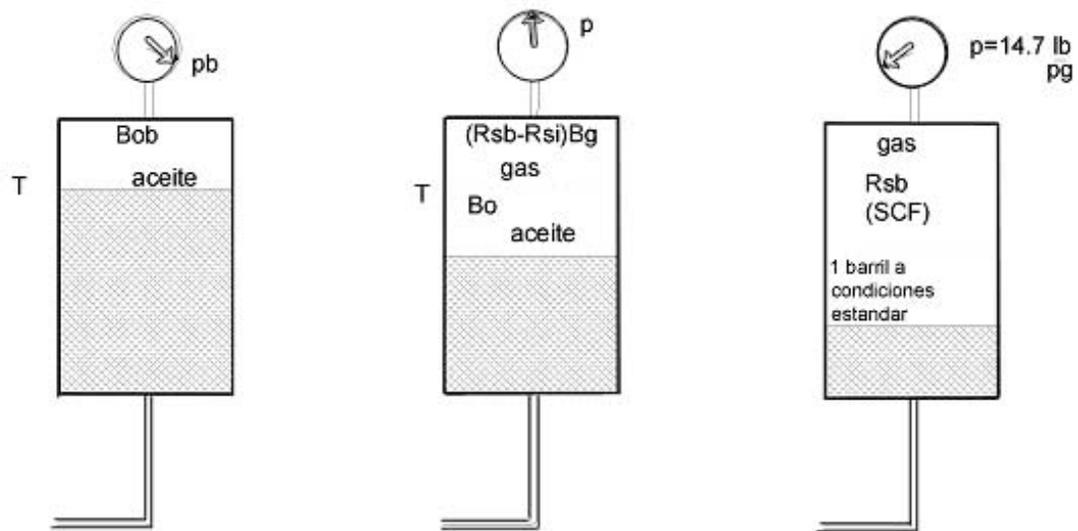


Figura 1.8 Celdas pVT

1.8.6 Viscosidad de los Fluidos

La viscosidad del aceite o coeficiente de viscosidad, es una propiedad física importante, que controla e influye en el flujo del aceite a través de los poros y de las tuberías y aparece como un coeficiente en cualquier ecuación que describa al flujo de un fluido. La viscosidad en general se define como la resistencia interna de un fluido a moverse.

La viscosidad es afectada por la presión y temperatura. Un incremento en la temperatura causa un decremento en la viscosidad, un decremento de la presión causa un decremento en la viscosidad. En el caso de líquidos del yacimiento un tercer parámetro puede afectar a la viscosidad; un decremento en la cantidad de gas en solución en el líquido, causa un incremento en la viscosidad y por supuesto que la cantidad de gas en solución es función directa de la presión.

La viscosidad de un líquido esta relacionada directamente con el tipo y tamaño de las moléculas que integran al líquido, la variación de la viscosidad del líquido con la estructura molecular no se conoce con exactitud, sin embargo, la viscosidad de

los líquidos que son miembros de series homogéneas, se comportan de manera parecida

La viscosidad del aceite tiene como unidad al *poise*, que son $\frac{\text{gramos masa}}{\text{segundo} \times \text{centímetro}}$ Pero como esta unidad es muy grande se emplea el centipoise que es la centésima parte de un poise.

El término viscosidad se refiere a la viscosidad dinámica, que se diferencia de la viscosidad cinemática que es definida como la viscosidad dinámica dividida entre la densidad del fluido.

$$u = \frac{\text{viscosidad dinámica}}{\text{densidad}}$$
$$v = \frac{\text{poise}}{\frac{\text{gr}}{\text{cm}^3}} \quad \therefore \quad v = \frac{\text{cm}^2}{\text{seg}}$$

La viscosidad cinemática se expresa en Strokes, pero como esta unidad también es muy grande se emplea el Centistroke que es la centésima parte de un Stroke. Siempre que sea posible debe determinarse la viscosidad en el laboratorio, a presión y temperatura del yacimiento. Cuando no se dispone de ese dato se puede determinar mediante correlaciones.

La viscosidad puede clasificarse en tres categorías:

1. Viscosidad del aceite estabilizado: Es la viscosidad del aceite a presión atmosférica (sin gas disuelto) y temperatura del sistema.
2. Viscosidad del aceite saturado (En el punto de burbujeo): es definida como la viscosidad del aceite a la presión de burbujeo y temperatura de yacimiento.
3. Viscosidad del aceite bajosaturado: Es definida como la viscosidad del crudo a una presión por encima del punto de burbujeo y a temperatura de yacimiento.

1.8.7 Tensión Superficial

La tensión superficial (σ) es definida, como la fuerza ejercida en el límite de la capa entre la fase líquida y la fase gaseosa. Esta fuerza es causada por la diferencia entre la fuerza molecular en la fase de vapor y la fase líquida y por el desbalance de estas fuerzas y la interfase. La tensión superficial puede medirse en el laboratorio y es usualmente expresada en dinas por centímetro ($\frac{\text{dinas}}{\text{cm}^2}$). La

tensión interfacial también se puede considerar, como trabajo por unidad de área que hay que desarrollar para mover las moléculas de la interfase.

Un yacimiento petrolero saturado contiene gas, aceite y agua, por lo que existen tres valores diferentes de tensión superficial o tensión interfacial de gran importancia: tensión superficial de gas-aceite (σ_{g-o}) y tensión interfacial de aceite-agua (σ_{o-w})

Esta fuerza es el resultado de los efectos moleculares por los cuales se forma una interfase que separa dos líquidos. Si $\sigma=0$ se dice que los dos líquidos son miscibles entre sí, como por ejemplo el agua y el alcohol.

Generalmente la tensión interfacial de dos líquidos, es menor que la tensión superficial individual más alta de uno de los líquidos, porque la atracción mutua es moderada por todas las moléculas involucradas. La tensión interfacial o superficial es la dimensión de fuerzas por unidad de longitud.

II. PROPIEDADES PETROFISICAS

Son propiedades inherentes a la roca, de ellas el ingeniero de yacimientos puede extraer información valiosa para darse una idea de cómo se comportan los fluidos en contacto con la roca y establecer modelos que le permitan optimizar la explotación del yacimiento.

2.1 Porosidad

Se refiere a la medida del espacio intersticial entre grano y grano, la cual representa la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca.

La porosidad es el volumen de huecos de la roca, y define la posibilidad de ésta de almacenar más o menos cantidad de fluido. Se expresa por el porcentaje de volumen de poros respecto al volumen total de la roca. Además de esta porosidad total, se define como porosidad efectiva la correspondiente a huecos interconectados, es decir, el volumen de huecos susceptibles de ser ocupados por fluidos. La porosidad se reporta en fracción o en porcentaje.

Los diferentes tipos de porosidad son:

2.1.1 Porosidad Absoluta

La porosidad absoluta es considerada como el volumen poroso el total de poros estén o no interconectados.

$$\phi = \frac{V_p}{V_r} \quad (2-1)$$

Donde:

ϕ = Porosidad

V_p = volumen de poros

V_r = volumen de roca

$$V_r = V_p + V_s \quad (2-2)$$

V_s = volumen de sólidos

$$\phi = 1 - \frac{V_s}{V_r} \quad (2-3)$$

$$\phi = \frac{V_p}{V_s + V_r} \quad (2-4)$$

2.1.2. Porosidad Efectiva

La porosidad efectiva se refiere al porcentaje de poros interconectados que permiten la circulación de fluidos. O se considera como el volumen poroso interconectado entre si.

$$\phi_e = \frac{V_{pc}}{V_r} \quad (2-5)$$

Donde:

ϕ_e = Porosidad efectiva

V_{pc} = volumen de poros comunicados

V_r = volumen de roca

2.1.3 Porosidad No Efectiva

Esta porosidad no efectiva representa la diferencia entre las porosidades anteriores, es decir, la porosidad absoluta y la efectiva.

2.1.4 Porosidad Primaria

Es aquella que se desarrolla u origina en el momento de la formación o depositación del estrato. Los poros formados en esta forma son espacios entre granos individuales de sedimento, es propia de las rocas sedimentarias como las areniscas (Detríticas o Clásticas) y calizas oolíticas (No-Detríticas), formándose empaques del tipo cúbico u ortorrómbico.

2.1.5 Porosidad Secundaria O Inducida

Es aquella que se forma a posteriori, debido a un proceso geológico subsecuente a la depositación del material del estrato o capa. Esta porosidad puede ser:

- *Porosidad en solución:*
- *Disolución de material sólido soluble constitutivo de las rocas.*
- *Porosidad por fractura:*
- *Originada en rocas sometidas a varias acciones de diastrófismo.*
- *Porosidad por Dolomitización:*

Que es el proceso mediante el cual las calizas se convierten en dolomitas, que son más porosas.

Los empaques de granos que presentan las rocas con porosidad secundaria son en general del tipo rombohedral, aunque es frecuente encontrar sistemas porosos de morfología compleja.

2.1.6 Porosidad Total

Es la suma de la porosidad primaria más la porosidad secundaria.

2.2 Empacamiento de los Granos

El empaque que tienen los granos es de gran importancia ya que junto con las características de éstos determinan la magnitud de las distintas propiedades que puede tener la roca al consolidarse; además hay que tener en cuenta factores que afectan significativamente tales propiedades como la compactación, la cementación, la re-cristalización. En las Figuras se observa una diferencia en el volumen poroso de acuerdo al acomodo que presentan las esferas, siendo este de 47.64% y de 25.96% para los dos caso mencionados.

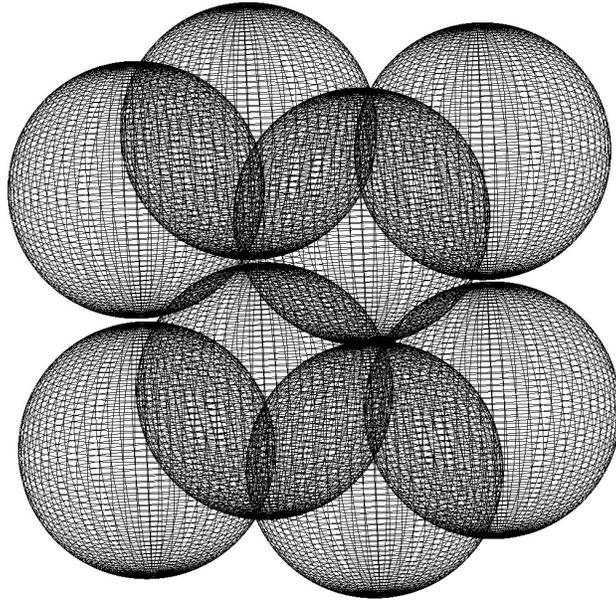


Figura 2.1 Empacamiento cúbico de esferas, tiene una porosidad de 47.64%

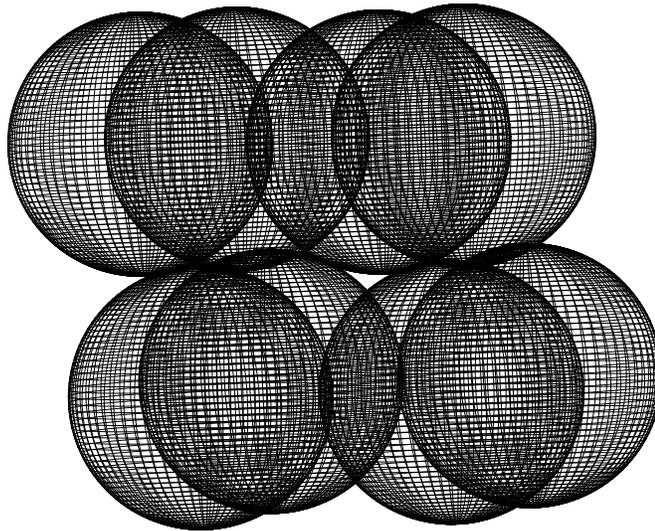


Figura 2.2 Empacamiento romboédrico, tiene una porosidad de 25.96%

2.3 Fuerzas Capilares y Presión Capilar

Las fuerzas capilares en los yacimientos de hidrocarburos, son el resultado de efectos combinados de las tensiones interfaciales y superficiales, del tamaño, de la forma de los poros y del tamaño relativo de las fuerzas de adhesión, entre fluidos, sólidos y las fuerzas de cohesión en los líquidos, es decir de las propiedades de mojabilidad del sistema roca-fluidos.

2.3.1 Presión Capilar

En la interfase entre un líquido y un gas parece formarse en el líquido una película debido a la atracción de las moléculas del líquido, situadas por debajo de la superficie. Esta propiedad de ejercer una tensión se le llama tensión superficial (σ) y es la fuerza necesaria, para mantener la unidad de longitud de la película en equilibrio.

También puede considerarse, como la energía por unidad de área para llevar las moléculas a la superficie. Al fenómeno anterior entre dos líquidos (inmiscibles) se le llama tensión interfacial.

La tensión interfacial (σ) varía con la temperatura debido a que aumenta el movimiento molecular del líquido.

La presión dentro de una gota de líquido aumenta debido a la tensión superficial. Para una gota esférica de radio r la presión p necesaria para equilibrar la presión debida a la tensión superficial (σ) se obtiene considerando las fuerzas que actúan sobre un cuerpo libre semiesférico:

$$P_c \pi r^2 = 2 \pi r \sigma$$

Por lo que:

$$P_c = \frac{2\sigma}{r} \quad (2-6)$$

Se observa que al disminuir el radio de la gota, aumenta la presión.

La capilaridad se debe a la tensión interfacial, a la adhesión entre líquido y sólido y a la cohesión del líquido.

Las fuerzas de atracción molecular dan lugar a la cohesión, es decir, a la tendencia de un líquido a mantenerse unido y no expandirse indefinidamente como un gas. Las fuerzas de adhesión existen entre las moléculas de un fluido y las moléculas de una superficie sólida.

Si las fuerzas de adhesión entre un líquido y un sólido son mayores que las fuerzas de cohesión, el líquido mojará al sólido y la tensión superficial causará que el líquido se eleve dentro de un tubo pequeño (capilar), al sumergirlo en el mismo.

Si el líquido no moja al sólido, es decir, si son mayores las fuerzas de cohesión, la tensión superficial hace descender el menisco en el tubo pequeño.

Tomando en cuenta la altura que alcanza un líquido, dentro de un tubo capilar, al ser introducido éste en el seno del fluido y con base a la estática de fluidos, se llega a la siguiente expresión de capilaridad:

$$h\rho g = \frac{2\sigma \cos \Theta}{r}$$

$$P_c = h\rho g \quad (2-7)$$

Donde:

σ =Tensión superficial

Θ =Angulo de contacto entre el líquido y la pared del tubo.

r = Radio del tubo capilar

h = Altura

ρ =Densidad del fluido

g = Aceleración de la gravedad $9.81 \frac{m}{s^2}$ ($32.2 \frac{pies}{s^2}$)

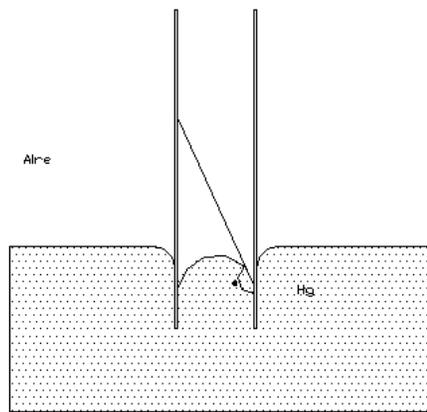


Figura 2.4 Líquido no mojante

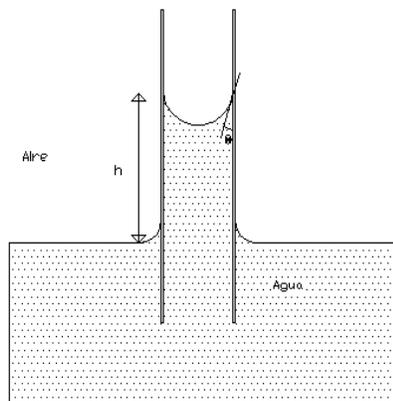


Figura 2.5 Líquido mojante

2.4 Mojabilidad

En un sistema roca–aceite–agua, la mojabilidad es una medida característica de la forma en que los fluidos tienden a extenderse o adherirse a ésta. En una roca mojada por agua, hay una tendencia para que el agua ocupe los poros pequeños y la mayoría de la superficie de la roca. Similarmente en un sistema mojado por

aceite, la roca tiene preferencia de contacto con el aceite, y por lo tanto tiende a ocupar los poros pequeños y la superficie de la roca.

Para determinar que fluido es el que moja a la roca, existen diversas pruebas.

Dentro de las pruebas para determinar la mojabilidad preferente de la roca, la medición del ángulo de contacto " θ ", ha alcanzado importancia como medida de mojabilidad, el valor del ángulo de contacto puede variar desde 0° hasta 180° como límites. Los ángulos de contacto de menos de 75° , medidos a través de la fase de agua, indican condiciones de mojabilidad preferente por agua, mientras que los ángulos de contacto mayores de 105° , indican condiciones de mojabilidad preferente por aceite, y un ángulo de contacto entre los 75° y 105° indicaría que la superficie de la roca tiene igual preferencia por el agua que por el aceite.

Los ángulos cercanos a 0° , se consideran fuertemente mojados por agua, los ángulos cercanos a 90° , son los de mojabilidad intermedia, los ángulos cercanos a 180° , se consideran fuertemente mojados por aceite.

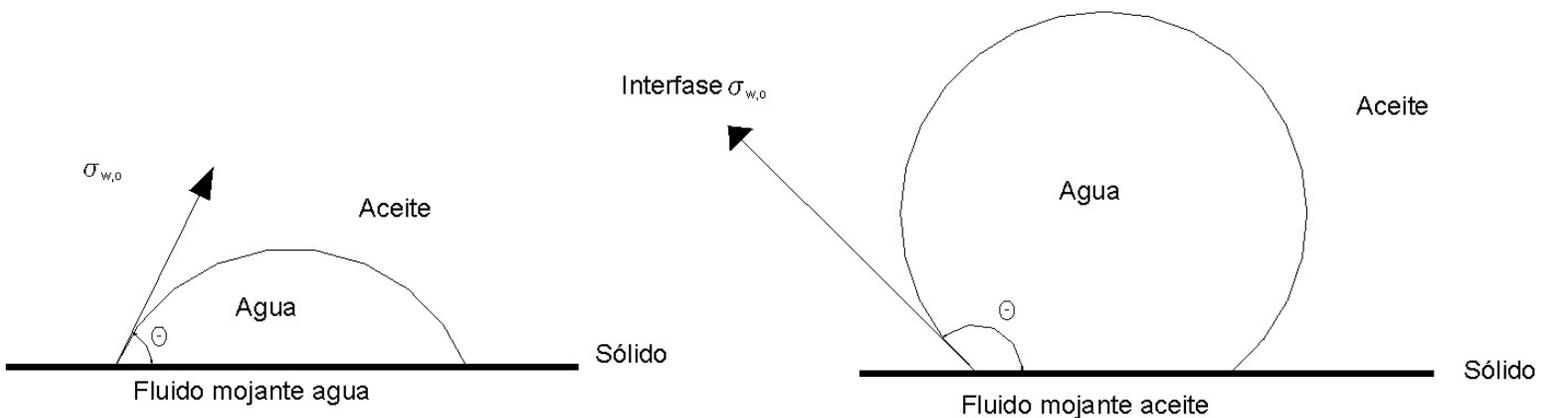


Figura 2.6 Diagrama de mojabilidad en un sistema sólido-fluido

2.4.1 Tipos de Mojabilidad

En los yacimientos petroleros del mundo, existen diversos tipos de mojabilidad, el tipo de mojabilidad que presenten, dependerá de las características de los fluidos del yacimiento y de las características de la roca. Estos tipos de mojabilidad se clasifican a nivel de los poros.

Mojabilidad por agua: La superficie de la roca tiene preferencia por el agua, mientras que el centro de los poros contienen a los hidrocarburos.

Mojabilidad por aceite: La superficie de la roca tiene preferencia por el aceite, por lo que el centro de los poros contiene agua.

Mojabilidad intermedia: En este tipo de mojabilidad, contiene otros tipos de mojabilidad, se caracteriza principalmente porque la superficie de la roca tiene preferencia por ambos fluidos, cuando todo el yacimiento tiene esta particularidad se le llama mojabilidad neutral, sin embargo puede presentarse en algunos casos acompañada de la mojabilidad fraccional o mixta.

Mojabilidad fraccional: A esta mojabilidad también se le conoce como “dalmatian”, ya que se caracteriza por tener algunos poros mojados por agua y otros que son mojados por aceite. Esto se debe a que las superficies de la roca tienen una composición mineral distinta, y que a su vez tienen diferentes propiedades químicas.

Mojabilidad mixta: Este tipo de mojabilidad fue propuesta por Salathiel, en esta mojabilidad los poros pequeños son ocupados por agua y presentan una mojabilidad por agua, mientras que los poros grandes son ocupados por aceite y presentan una mojabilidad por aceite. Este tipo de mojabilidad se asocia a la invasión o migración del aceite que prefiere los poros grandes, seguidos de componentes de asfaltenos que propician que la superficie de la roca sea mojada por aceite.

2.5 Ecuación de Darcy

En 1856 un ingeniero hidráulico francés publicó un experimento que había realizado con flujos de agua a través de arenas. Considerando un aparato experimental como el mostrado en la Figura 2.7, un cilindro de sección circular A es llenado con arena, a este se le colocan tubos transparentes para ver el nivel a una altura Z_1 y Z_2 donde se colocaran manómetros tomándose como nivel de referencia Z_0

El agua se introduce hasta que todos los poros son llenados con agua y el flujo de entrada es igual al flujo de salida Q .

Las elevaciones del manómetro son Z_1 y Z_2 las elevaciones del nivel del fluido son h_1 y h_2

La distancia entre los manómetros será: Δl

Podemos definir la carga específica a través del cilindro como:

$$q = \frac{Q}{A} \quad (2-8)$$

Los experimentos llevaron a Darcy a demostrar que “ q ” es directamente proporcional a la diferencia de $h_1 - h_2$ donde Δl es siempre constante e inversamente proporcional a Δl cuando $h_1 - h_2$ es constante.

La ley de Darcy puede escribirse como:

$$q = -K \frac{\Delta h}{\Delta l} \quad (2-9)$$

O en forma diferencial:

$$q = -K \frac{dh}{dl} \quad (2-10)$$

En esta ecuación h es llamada cabeza hidráulica y $\frac{dh}{dl}$ es el gradiente hidráulico,

K es una constante de proporcionalidad si $\frac{dh}{dl}$ es considerada constante entonces:

$$q \propto K$$

El parámetro K es llamado entonces *conductividad hidráulica* y tiene altos valores para cuando se utiliza arena y gravas y bajos valores cuando se trata de arcillas. Si tenemos que:

$$Q = Aq$$

Sustituyendo “q”:

$$Q = -K \frac{dh}{dl} A \quad (2-11)$$

Esta ecuación es válida para flujo de agua en cualquier dirección.

Los experimentos llevaron a usar pequeñas esferas de vidrio, de diámetro “d” para crear una porosidad media ideal, experimentando con diversos fluidos de densidad ρ y viscosidad dinámica μ , bajo un gradiente hidráulico constante $\frac{dh}{dl}$

$$K = \frac{Cd^2\rho g}{\mu} \quad (2-12)$$

Donde:

La densidad ρ y viscosidad dinámica μ son funciones sólo del fluido y Cd^2 es función sólo del medio.

Si definimos $k = Cd^2$

Entonces:

$$K = \frac{k\rho g}{\mu} \quad (2-13)$$

Donde k es conocida como la permeabilidad específica.

Cuando se mide la permeabilidad (k) en cm^2 o en m^2 se tienen valores muy pequeños por eso se define otra unidad que es el Darcy para referirnos a la permeabilidad:

$$\text{Como: } K = \frac{k\rho g}{\mu}$$

Entonces de (2-10)

$$q = -K \frac{dh}{dl}$$

Despejando K

$$K = - \frac{q}{\frac{dh}{dl}}$$

De (2-13)

$$K = \frac{k\rho g}{\mu}$$

Sustituyendo, tenemos que:

$$q = \frac{k\rho g}{\mu} \frac{dh}{dl} \quad (2-14)$$

Refiriéndose a esta última ecuación se tiene que 1 Darcy es la permeabilidad que tiene una descarga específica (q) de $1 \frac{\text{cm}^2}{\text{s}}$ de un fluido con viscosidad de 1 cp

bajo un gradiente hidráulico $\rho g \frac{dh}{dl}$ igual a $1 \frac{\text{atm}}{\text{cm}}$

1 Darcy es aproximadamente igual a $9.869230 \times 10^{-9} \text{ cm}^2$

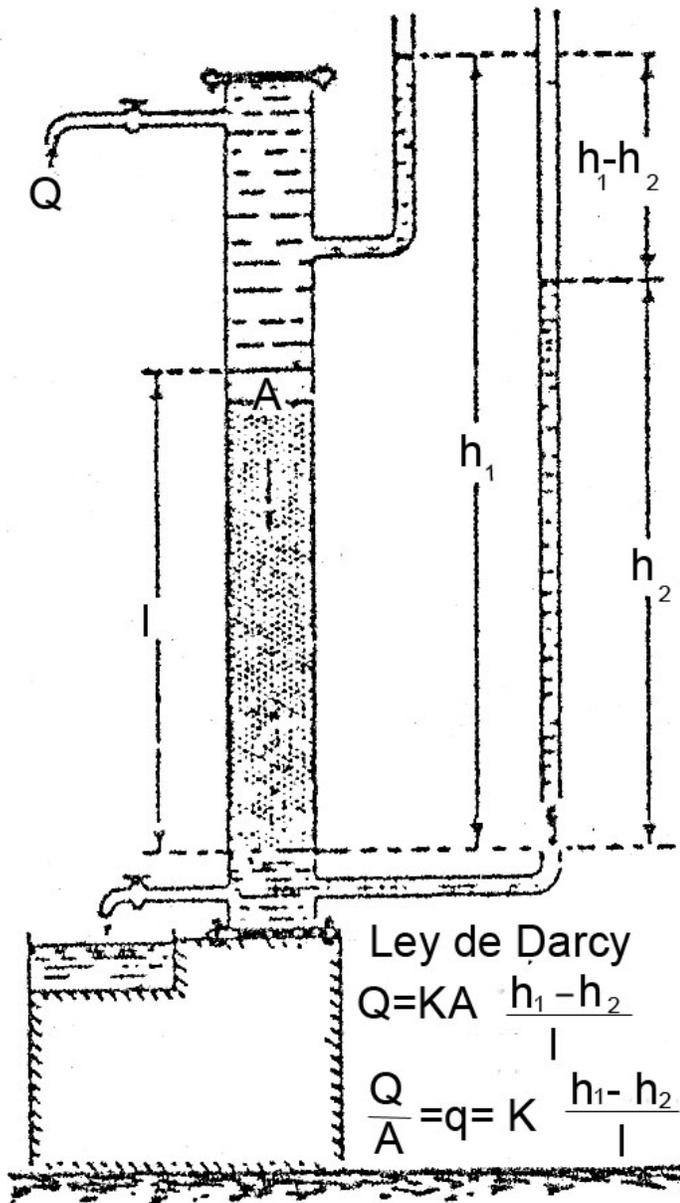


Figura 2.7 Experimento de Darcy

2.5.1 Permeabilidad Absoluta

Es la facilidad con la que un fluido se mueve en un medio poroso y depende de la geometría del poro, para medirla en el laboratorio es necesario saturar la muestra

al 100% con un fluido mojante, que no reaccione con los sólidos, que los moje y que sea incompresible.

2.5.2 Permeabilidad Efectiva

Los yacimientos petroleros tienen al menos dos fluidos y en este caso la formación presentará una permeabilidad diferente para cada fluido, a las que se llamará permeabilidad efectiva a cada fluido, esta depende de:

- Mojabilidad
- Saturación
- Forma de los poros

Cuando se trata de determinar la permeabilidad del gas se satura al 100% con este gas, pero no es posible determinar la permeabilidad absoluta con este método ya que el gas no moja, por lo que $k_g \gg k_{abs}$

2.5.3 Permeabilidad Relativa

La permeabilidad relativa es una relación de la permeabilidad efectiva del fluido con la permeabilidad absoluta.

$$K_{\text{relativa al fluido}} = \frac{K_{\text{efectiva al fluido}}}{K_{\text{absoluta}}}$$

Entonces:

$$K_{rg} = \frac{K_{eg}}{K_{abs}} \quad (2-15)$$

$$K_{ro} = \frac{K_{eo}}{K_{abs}} \quad (2-16)$$

$$K_{rw} = \frac{K_{ew}}{K_{abs}} \quad (2-17)$$

Donde:

k_{rg} = Permeabilidad relativa al gas

k_{ro} = Permeabilidad relativa al aceite

k_{rw} = Permeabilidad relativa al agua

k_{eg} = Permeabilidad efectiva al gas

k_{eo} = Permeabilidad efectiva al aceite

k_{ew} = Permeabilidad efectiva al agua

2.6 Saturación

Es la relación que existe entre el volumen del fluido entrampado en el espacio poroso y el volumen de poros

$$sf = \frac{V_f}{V_p}$$

Donde:

sf = saturación del fluido ya sea aceite, agua, gas

Vf = volumen del fluido ya sea aceite, agua, gas

Vp = volumen de poros

Entonces:

$$s_o = \frac{V_o}{V_p} \quad (2-18)$$

$$s_w = \frac{V_w}{V_p} \quad (2-19)$$

$$s_g = \frac{V_g}{V_p} \quad (2-20)$$

$$s_o + s_g + s_w = 1$$

Donde:

s_o = saturación del aceite

v_o = volumen de aceite

s_w = saturación del agua

v_w = volumen de agua

s_g = saturación del gas

v_g = volumen de gas

De estas ecuaciones se deduce que:

$$v_p = v_o + v_g + v_w \quad (2-21)$$

La saturación de fluidos puede ser expresada en fracción o porcentaje del volumen poroso. Estas ecuaciones indican que las saturaciones pueden variar de 0 al 100% ó de 0 a 1 y puesto que todas las saturaciones se relacionan a la suma del volumen de poros, entonces:

$$s_o + s_g + s_w = 100\%$$

Como ya vimos

$$s_o + s_g + s_w = 1 \quad (2-22)$$

La saturación inicial: es aquella a la cual es descubierto el yacimiento, en el caso del agua, también se denomina saturación de agua congénita. Dependiendo de su valor, el agua congénita podrá tener movimiento o no. En todos los yacimientos de hidrocarburos existe agua por lo que su saturación inicial puede variar entre el valor mínimo (saturación irreductible) y un valor máximo de 100%

La saturación crítica: es la saturación a la cual un fluido comienza a moverse.

La saturación de agua congénita: es el agua que estuvo ahí cuando se formó.

La saturación de agua intersticial: es el agua que está en los poros.

La saturación de agua residual: es la mínima saturación de agua que se puede encontrar en un yacimiento cuando el agua es el fluido no mojante, si el agua es el fluido mojante entonces será la saturación de agua irreductible.

2.7 Tortuosidad

La tortuosidad (t) se define como la relación que tiene la longitud del canal real y la longitud de la muestra de roca, matemáticamente se expresa con la siguiente ecuación:

$$\tau = \left(\frac{L_a}{L} \right)^2 \quad (2-23)$$

Donde:

L_a = La longitud media del canal de flujo real por el cual viajan las partículas del fluido, expresado en cm

L = La longitud de la muestra de roca en cm

Como se muestra en la Figura 2.8 es posible representar un medio poroso ideal como un sistema de tubos capilares. En este caso la longitud del canal de una partícula de fluido que viaja a la longitud del medio poroso, en este caso de la ecuación anterior se obtiene el valor de $t=1$

En una roca sedimentaria la longitud promedio del canal L_a que una partícula de fluido debe viajar, es mayor a la longitud L , de la muestra de roca. Esto se debe a factores que afectan a los canales de flujo y que en las formaciones rocosas difícilmente tienen una geometría de tubo capilar uniforme, lo que hace que el arreglo del medio poroso real, difiera del modelo ideal, tal y como se muestra en la Figura 2.9

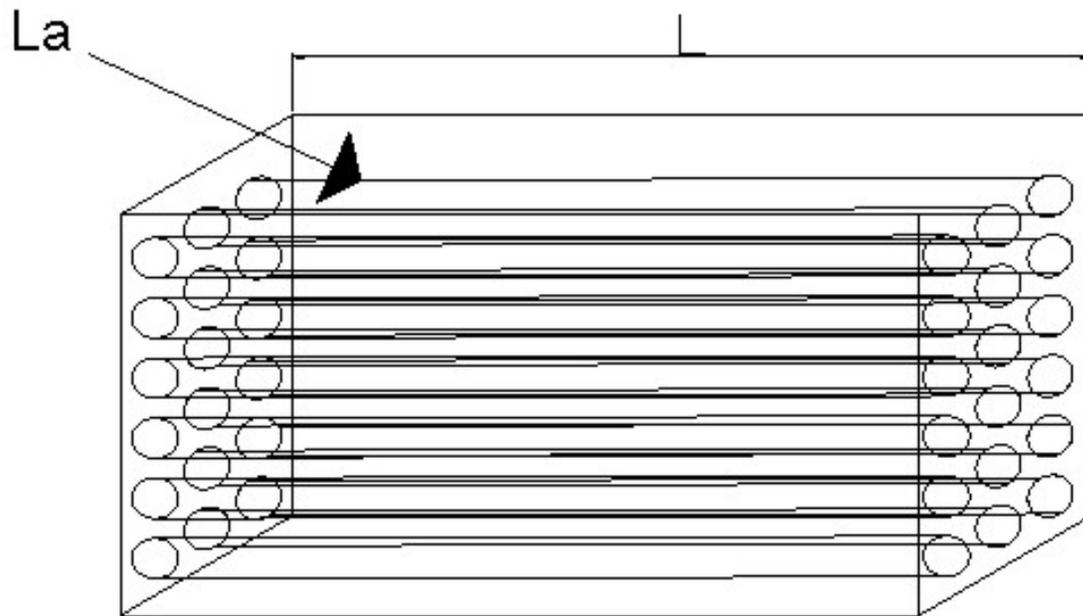


Figura 2.8 Representación de un medio poroso ideal

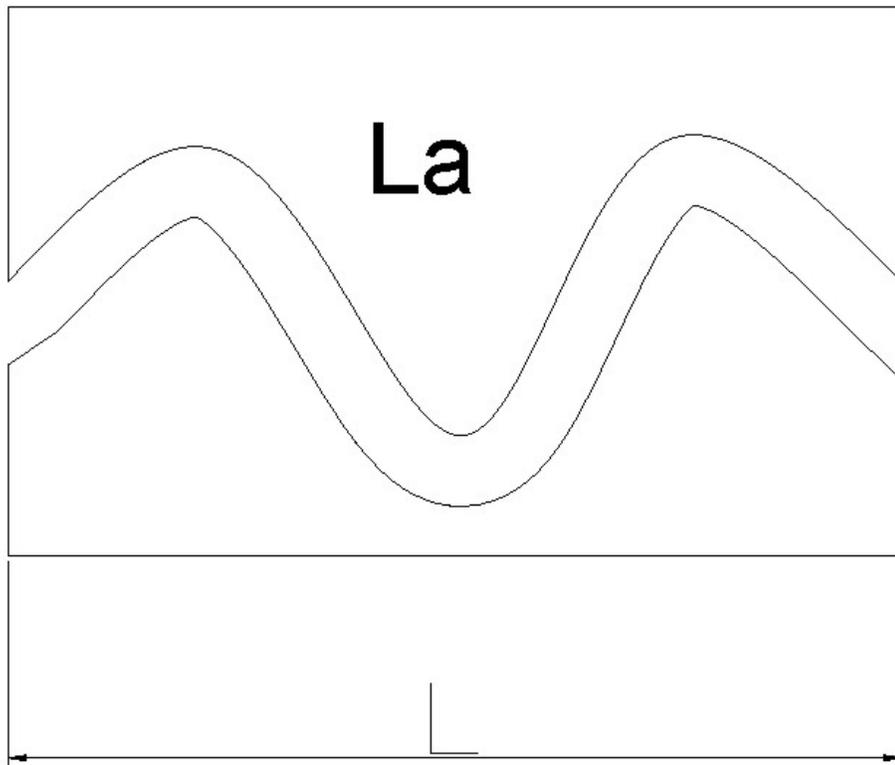


Figura 2.9 Representación de los canales por los que viajan las partículas de fluido a través del medio poroso

De la última Figura 2.9 se puede apreciar que a medida que el medio poroso se asemeja a tubos capilares rectos, la tortuosidad del sistema se aproxima a 1. El menor valor de tortuosidad que se puede tener es 1, el cual se tiene cuando la longitud real del trayecto del flujo es igual a la longitud de la muestra de roca. Con este factor, se puede saber si el medio es poco o muy tortuoso.

2.8 Superficie Específica

En un medio poroso, se define como la superficie que se encuentra en contacto con los fluidos en un determinado volumen del medio.

Hay una relación entre el tamaño de las partículas y su superficie específica (área de las partículas por unidad de masa o de volumen del material) Muchas propiedades físicas y químicas del subsuelo están relacionadas con la superficie específica y su actividad en la superficie de las partículas. La distribución del tamaño de las partículas en el subsuelo presenta un parámetro que no cambia dentro del tiempo ordinario y en condiciones normales del ambiente.

Un grano de arena gruesa tiene un radio aproximado de unas 10^3 micras (un milímetro) y tiene una superficie específica aproximada de $10^{-3} \text{ m}^2/\text{cm}^3$ Unas partículas de arcilla con radio menor, de aproximadamente 1 micra tiene una superficie específica aproximada de $1 \frac{\text{m}^2}{\text{cm}^3}$

Las arcillas poseen una elevada superficie específica, en los que la interacción sólido-fluido depende directamente de esta propiedad.

$$S_s = \frac{\text{Area de sólidos expuesta al fluido}}{\text{Volumen de roca}}$$

S_s =Superficie específica expresada en $\frac{\text{cm}^2}{\text{cm}^3}$

De esta manera al disminuir el tamaño de grano se tiene una mayor superficie específica del material.

2.9 Compresibilidad

Los yacimientos que se encuentran a miles de metros bajo la tierra están sujetos al peso de la carga de sedimentos que se encuentran encima de ellos. Esta carga aplica una fuerza compresiva sobre el yacimiento; mientras que los fluidos son extraídos del yacimiento, la presión de poro decrece, por lo que el volumen de roca se reduce y los granos de arena se expanden, esto da como resultado un decremento en el volumen poroso, siendo esta compresibilidad la más importante.

2.9.1 Compresibilidad de la Matriz (Granos)

Es el cambio fraccional, en el volumen de material rocoso sólido unitario en la presión, a temperatura constante.

$$C_r = -\frac{1}{V_m} \left(\frac{\partial V_m}{\partial P} \right)_T \quad (2-24)$$

Donde:

C_r = Compresibilidad de la matriz

V_m = Volumen de la matriz

El subíndice T indica que fue derivada considerando una temperatura constante.

2.9.2 Compresibilidad de la Roca

Es el cambio fraccional en el volumen de la roca con un cambio unitario en la presión, a temperatura constante.

$$C_b = -\frac{1}{V_b} \left(\frac{\partial V_b}{\partial P} \right)_T \quad (2-25)$$

Donde:

C_b = Compresibilidad de la roca

V_b = Volumen de la roca

2.9.3 Compresibilidad de los Poros

Es el cambio fraccional en el volumen poroso de la roca con un cambio unitario en la presión, a temperatura constante.

$$C_p = -1 \frac{1}{V_p} \left(\frac{\partial V_p}{\partial P} \right)_T \quad (2-26)$$

Donde:

C_p = Compresibilidad de los poros

V_p = Volumen de las poros

Debido a que las compresibilidades de la matriz y de la roca se consideran muy pequeñas en comparación con la compresibilidad de poro, la compresibilidad de la formación C_f es el término comúnmente usado para describir la compresibilidad total de la formación y se considera igual a C_p

Podemos expresarla en función de la porosidad:

$$C_f = C_p = -\frac{1}{\phi} \left(\frac{\partial \phi}{\partial P} \right)_T \quad (2-27)$$

Los valores típicos de compresibilidad de la formación varían de 3×10^{-6} a 25×10^{-6}

$$\left(\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right)^{-1}$$

III. Aspectos Geológicos

3.1 Introducción

El estudio de la geología de un yacimiento, es importante para el ingeniero petrolero, ya que le ayuda a entender las interrelaciones entre los fluidos y las rocas que los contienen, así como el origen, depositación y posterior migración de los hidrocarburos.

Definición

Yacimiento: Acumulación de hidrocarburos atrapados en un medio geológico continuo, con comunicación hidrodinámica dentro del mismo.

3.2 Estructuras Primarias

Las estructuras que adquieren las rocas sedimentarias en el momento de su depósito o inmediatamente después se denominan estructuras deposicionales, de depósito o primarias. La más importante es la estratificación. Existen varios grupos de estructuras primarias, los principales son: Estratificación, estructuras de cima y fondo, marcas de piso de los estratos (sole marks) y huellas de organismos.

Estratificación:

- Normal o paralela.
- Cruzada.
- Graduada.
- Ondulosa.
- Estructuras de cima y fondo (techo o base) (y sus moldes)
- Huellas de lluvia.
- Hoyuelos y montículos (ondulaciones, rizaduras, dunas, antidunas)
 - De corriente.
 - De Oleaje.
- Estrías.
- Grietas de lodo.
- Huellas de organismos.
- Pisadas.
- Pistas.
- Montículos.
- Gradaciones.

La estructura sedimentaria más importante es la estratificación

Estratificación	Espesor (cm)
Muy gruesa	>100
Gruesa	30 a 100
Media	10 a 30
Delgada	3 a 10
Muy delgada	1 a 3
Laminar	0.3 a 1
Finamente laminar	<0.3

3.3 Estructuras Secundarias no Diastróficas

Las estructuras que adquieren las rocas sedimentarias posteriormente al depósito se denominan estructuras secundarias no diastróficas o “estructuras no contemporáneas”. El tiempo transcurrido desde el depósito del sedimento hasta la formación de estas estructuras es variable y se distingue de las estructuras primarias en que los sedimentos afectados por las estructuras ya han sido cubiertos. Existen dos divisiones de origen mecánico y de origen químico.

Estructuras secundarias no diastróficas de prelitificación de origen mecánico:

- Estructuras de carga:
 - Moldes de carga.
 - Inyecciones.
 - Trasposiciones.
 - Espatulaciones.
 - Deformación por compactación.
 - Flexiones por compactación.

- Estructuras de tracción y colapso:
 - Pliegues de sedimentos blandos por gravedad.
 - Deslizamientos subacuáticos.
 - Boudinage de sedimentos blandos.
 - Estratificación quebrantada.
 - Brechamiento.

Estructuras secundarias no distróficas de post-litificación de origen mecánico:

- Estructuras enterolíticas
- Diaclasas de exhumación.
- Juntas esferoidales de intemperismo.
- Reptaciones.

Estructuras secundarias no distróficas de origen químico:

- Concreciones.
- Nódulos y lentes paralelos a la estratificación.
- Geodas.
- Septarios.
- Estilolitos.

3.4 Facies Sedimentarias

Una facies sedimentaria es la expresión local o particular de caracteres faunísticos o litológicos o de ambos que se manifiestan en depósitos contemporáneos y físicamente continuos de roca y que son representativos de condiciones ambientales delimitadas. Una facies es un conjunto de materiales, es decir un grupo de rocas. Pero la facies no está constituida por las características sino por las rocas que las poseen.

El término “facies” viene de la palabra latina “cara”, facies se refiere a un conjunto de materiales rocosos de características distintivas (como composición, textura, color, estructuras no distróficas, contenido de fósiles, etc.) Representativos de condiciones geológicas específicas de depósito. Cuyas características físicas reflejan las condiciones ambientales y de sedimentación en las que se formaron.

Los factores importantes que controlan la naturaleza y distribución de las facies son:

1. Topografía
2. Clima
3. Introducción y formación de sedimentos en el medio.
4. Actividad tectónica.

5. Actividad biológica.
6. Geoquímica de los medios, en particular de los acuosos.

3.5 Aspectos Sedimentarios

Definiciones:

Sedimentología: Es la parte de la geología física que se encarga del estudio de los sedimentos, sus características físicas, los procesos que los originan, los medios ambientes en que se generan, trasladan y depositan y las interrelaciones entre lo mencionado. Es la parte de la geología a la que concierne el conocimiento de los sedimentos y sus características así como de los procesos y condiciones que las determinan. La sedimentología se enfoca al conocimiento de las características físicas íntimas a nivel de partículas, constituyentes de las rocas sedimentarias.

Se llama sedimento al material rocoso transportado, en forma de partículas por los agentes naturales, agua, aire o hielo. Sedimentos en plural, se aplica además a toda clase de depósitos, de materiales sólidos acumulados en la superficie terrestre.

Sedimentación: Es el conjunto de fenómenos relativos, a la separación de los sedimentos del medio de transporte y ulterior acumulación de los materiales. Engloba no solamente la decantación física, sino también la precipitación química y orgánica. Cuando los sedimentos se han consolidado, el material resultante recibe el nombre de roca sedimentaria. Una roca sedimentaria es una roca formada por partículas o precipitados químicos, depositados generalmente en forma de capas o estratos. Los sedimentos no detríticos o químicos son los materiales que se han transportado en solución acuosa y precipitan por procesos químicos, orgánicos o por evaporación.

3.6 Procesos Sedimentarios

Son aquellos procesos geológicos, que contribuyen a la formación de los sedimentos a partir de materiales preexistentes, estos comienzan en el momento en que una roca sufre alguna fragmentación o eliminación de sustancias por

intemperismo y terminan con la litificación del sedimento. Existen cinco procesos sedimentarios fundamentales:

1. Intemperismo.
2. Erosión.
3. Transporte.
4. Depósito.
5. Consolidación de la roca.

3.7 Estratigrafía

La estratigrafía es la rama de la geología, que trata del estudio e interpretación de las rocas estratigráficas y sedimentarias, en función de sus sitios de yacimiento, la identificación y descripción de la secuencia de las capas, su levantamiento cartográfico y la correlación de las unidades de roca.

3.7.1 Estratigrafía Y Sedimentología

A la sedimentología, le concierne el estudio de los procesos y sus resultados en generalidades y especificidades conceptuales, independientes de espacio y tiempo reales, observa a los estratos como ejemplos, de los que interesa extraer el significado conceptual. A la estratigrafía, le interesan los paquetes rocosos específicos, su historia e interrelaciones considerados en lugares geográficos y tiempos geológicos concretos y armados en la trama del desarrollo histórico general, la sedimentología hace énfasis en el conocimiento de la constitución física íntima de los materiales que componen los estratos. La estratigrafía enfoca su conocimiento en cuerpos enteros de roca y sus relaciones estructurales, así como su registro y significado en el tiempo y lugar geológicos específicos.

3.7.2 Principios Guía De La Estratigrafía

1. Superposición: Es una secuencia de rocas sedimentarias no plegadas,

cada estrato, es más joven que los que se encuentran debajo suyo.

2. Horizontalidad: Originalmente, los estratos sedimentarios son depositados en forma casi horizontal y son esencialmente paralelos a la superficie sobre la que se acumulan.
3. Continuidad: Cada estrato depositado, es originalmente continuo en sentido horizontal, su continuidad se interrumpe únicamente por adelgazamiento contra la cuenca de depósito por transición o diferente litología.
4. Uniformismo: “El presente es la clave del pasado”, este principio materializó el desarrollo moderno de la geología y significa que la observación y conocimiento de los fenómenos geológicos actuales y sus resultados son una guía segura para el reconocimiento e interpretación, de los fenómenos que han actuado en el pasado.
5. Sucesión faunística: Los fósiles difieren, de acuerdo con las edades geológicas; los fósiles en las formaciones inferiores son diferentes a los de las capas superiores, conforme examinamos estratos más jóvenes encontramos que hay cada vez más especies, que incluyen algunas formas cada vez más complejas.
6. Equivalencia: Los estratos con conjuntos fósiles iguales, son equivalentes en edad geológica. Estratos similares en edad tienen fósiles de diversidad y tipo similar, lo que permite correlacionar las secuencias de diferentes partes de la tierra
7. Relaciones cortantes: Un cuerpo geológico o una estructura geológica es más joven que otro cuerpo o estructura que trunca.

3.8 Unidades Estratigráficas

Desde el punto de vista estratigráfico, una unidad es un grupo de rocas que se distinguen de las rocas adyacentes por una o varias propiedades determinadas. Existen diferentes tipos de unidades estratigráficas, que se distinguen por las propiedades en que se basa su diferenciación:

1. Unidad Litoestratigráfica: Son estratos o cuerpos de roca estratificados que obedecen a la ley de superposición y se distinguen y delimitan con base en sus características litológicas y en su ubicación estratigráfica.
2. Unidad bioestratigráfica: Son cuerpos de roca reconocidas por su contenido de fósiles.
3. Unidad. Cronoestratigráfica: Son cuerpos de roca que representan intervalos específicos de tiempo geológico.
4. Unidades Geocronológicas: Son divisiones del tiempo geológico que se establecen por utilidad en la escala geológica del tiempo.

3.9 Criterios de Correlación

La correlación es el proceso por el cual se establecen relaciones mutuas de equivalencia de tiempo, entre rocas de diferentes secciones o localidades. La correlación tiene como meta establecer cuáles rocas de diferentes regiones son de la misma edad y ayudar a determinar la secuencia de depósito de las rocas de diferentes edades.

3.9.1 Criterios Físicos de Correlación

- Unidad estratigráfica (continuidad lateral)
- Superposición
- Litología similar
- Cambios durante la sedimentación
- Capas índice o marcadores litológicos (Horizontes)
- Discordancias
- Relaciones con masas intrusivas
- Características
- Tipografía
- Características químicas
 - Índices isotópicos

3.9.2 Criterios Paleontológicos de Correlación

- Fósiles índice (Fósiles guía o marcadores)
- Conjuntos faunísticos idénticos o semejantes
- Similitud de especies en los conjuntos faunísticos
- Grado de evolución de los fósiles
- Método de porcentaje (% de determinadas especies)
- Indicadores ecológicos (marinos, continentales)
- Fósiles de amplio rango de edad, como constituyentes litológicos de las rocas.

3.10 Ambientes de Depósito

Los ambientes de depósito están definidos por:

- Condiciones de depósito
- Cambios laterales
- Sedimentos distintivos y sus organismos asociados

Los ambientes de depósito son:

1. Continental
 - a) No marinos
 - a.1 Fluvial
 - a.2 Lacustre
 - a.3 Glacial
 - a.4 Eólico
 - a.5 Pantanos
2. Transicional
 - a) Cercano a la costa
 - a.1 Estuario
 - a.2 Deltaico
 - a.3 Playa

b) Alejado de costa

b.1 Plataforma carbonatada y arrecifes

b.2 Cuencas marinas evaporíticas

3. Marino

a) Talud continental

a.1) Turbiditas

a.2) Abanicos Marinos

b) Fondo Marino

b.1) Sedimentos terrígenos

b.2) Oozes marinos

b.2.1 Sedimentos pelágicos

b.2.2 Ooze calcáreo y silíceo

c) Sedimento volcánico

A continuación se describirán solo algunos de estos ambientes, los que se consideran más importantes para la presente tesis.

3.10.1 Ambientes Clásticos Sedimentarios

¿Cómo hacer la selección de las diferentes clases de sedimentos a través de todas las edades y sacar la ventaja de toda la información que contienen? usando el concepto de *ambiente sedimentario*, todos los factores físicos y químicos o variables que controlan la formación de un tipo particular de ambiente.

Se puede describir un ambiente sedimentario, de una manera limitada haciendo referencia al promedio de energía cinética, por eso se pueden relacionar los

depósitos de puntos de barras con ríos que fluyen rápidamente, barras de arena afuera de la playa.

Algunas de estas definiciones ambientales limitan una o varias variables.

Una definición general más útil, de un ambiente sedimentario es una que enfatiza el enfoque geomorfológico como una manera significativa de agrupar las variables. Por conveniencia se dividirán los ambientes en dos categorías, que corresponden a sedimentos clásticos y químicos.

Los ambientes de sedimentos clásticos están dominados por depósitos de gravas, arenas y lodos, incluyendo los no marinos como el aluvial, desértico y glacial, la mezcla de marino y no marino (Transicional) como el deltaico y de costa y el ambiente totalmente marino de turbiditas y pelágico. Estos podrían ser subdivididos en unidades mas pequeñas llamadas "micro ambientes". Ambientes que no podrían ser enteramente sedimentarios.

Lo que es importante, en cualquier uso de una designación ambiental especial lo es el juego de calidades de roca, -las únicas pruebas que un geólogo ve- Estas debe estar relacionadas con un ambiente geomorfológico en las que ciertos procesos bien definidos operan.

3.10.2 Ambiente Aluvial

Debido al alcance de procesos relacionados con ríos, el ambiente aluvial incluye cinturones de canal, serpenteos de ríos en terrenos inundables, abanicos aluviales y llanuras aluviales que se formaron junto a ríos cuando pasaron extensamente sobre tierras bajas.

Ahí está la base para deducir un ambiente desde su patrón de sedimentos. Cuando un canal migra, la acumulación de sedimento en la base de un valle, deja atrás una secuencia sedimentaria distintiva.

En el fondo del canal, los depósitos dejan primero arena áspera y grava en camas entrecruzadas a gran escala, estos son cubiertos por depósitos de arenas mas finas a menor escala y finalmente con la arena y depósitos de barro de las partes altas del terreno inundado.(Figura 3.1)

La sucesión de sedimentos finos, toma el nombre de secuencia, la repetición de ciclos aluviales es característica de este ambiente. Ha sido reconocido en muchas secciones estratigráficas, desde el precámbrico temprano hasta el reciente.

El abanico aluvial muestra ligeras diferencias en la secuencia de depositación por migración en la distribución del abanico. Los más ásperos tienden a mostrar mezclas mal ordenadas de: arcilla, arena y grava, que resultan de los flujos de escombros de las orillas del abanico después de la temporada de lluvias (Monzón) Los depósitos más ásperos, tienden a tener una clasificación mala, tales como mezclas mal ordenadas de arcilla, arena y grava que resultan de los flujos de escombros en los abanicos, después de la época de fuertes lluvias. Los planos aluviales muestran secuencias interdigitales, en los cuales los sedimentos finos son los últimos en depositarse sobre áreas extensas.

En los canales delgados y que serpentean, se muestran secuencias de sedimentos gruesos, que quedan sobre sedimentos finos, estos forman barras longitudinales y transversales. Los sistemas aluviales son parte de otros ambientes como el deltaico, glacial y desértico.

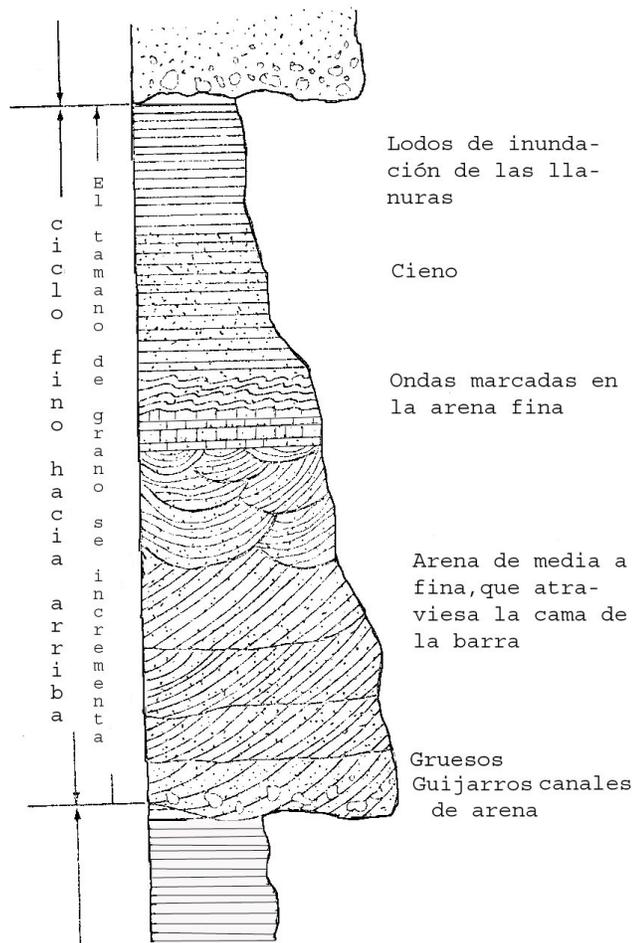


Figura 3.1 Diagrama de un típico ciclo aluvial de depositación fina hacia arriba, el ancho de la sección dibujada es proporcional al tamaño del sedimento, que bruscamente corresponde a la resistencia a la erosión, por lo tanto la prominencia de las camas y al afloramiento. El reconocimiento de esa secuencia esta asociada con el decremento del tamaño de grano con cambios en la estructura sedimentaria. Los ciclos de los rangos del espesor van de algunos metros en pequeños torrentes a 20 m o más.

3.10.3 Ambiente Desértico

Los desiertos son ambientes faltos de humedad que tienen arena que ha sido arrastrada por el viento, la característica duna tiene sus propios patrones de entrecruzamiento en una escala muy larga.

Los granos de arena son finos y muy finos, están bien clasificados y petrificados.

Los depósitos de las dunas van desde depósitos aluviales a ríos en el desierto y a playas de lagos a "Sabkhas" en cuencas interiores o a lo largo de costas áridas. Los depósitos de "Sabkhas" son típicamente sedimentos salinos semejantes a sal o yeso. Los extensos depósitos de las dunas han formado grandes extensiones de desiertos arenosos y son una fuente abundante de arena.

3.10.4 Ambiente Glacial

En adición a estos marcos especiales en y bajo el hielo, el ambiente glacial incluye ambientes aluviales frente al hielo. El ambiente glacial-marino donde están los glaciares e iceberg y el ambiente eólico donde el piso rocoso es lavado y transportado por fuertes vientos y depositado en "Loess"

Los depósitos bajo el hielo son identificados por ser heterogéneos y de carácter no clasificado. La identificación del ambiente glacial, es confirmada por la presencia de estrías en la capa de rocas por donde pasó el hielo.

3.10.5 Ambiente Deltaico

Los deltas son el punto, donde más se precipitan los sedimentos, este ambiente es complejo, incluyendo planos de delta o aluviales, los canales distribuidos y las áreas cercanas a los canales donde los depósitos excedentes fueron formados durante las inundaciones. Toda esa inter-digitalización entre el pantano y el mar poco profundo en áreas inter-distribuidas. El área del delta frente a la desembocadura justo antes de la costa fuera, es donde hay avance por el dedo del delta. La clave para identificar antiguos deltas, es el patrón estratigráfico de agua dulce de los ríos y depósitos fosilíferos marinos. En la secuencia de la arena de la barra, se muestran típicos ciclos con sedimentos gruesos río arriba de la desembocadura, depositándose gruesas capas de arena en el canal sobre lodo fino y marino, (Figura 3.2).

En las zonas marinas, los sedimentos carbonatados pueden ser abundantes y en áreas inter-distribuidas por helechos, donde los depósitos por inundaciones de agua dulce, pueden encontrarse. Algunas antiguas capas de carbón, son encontradas con arenas deltaicas como producto de esa asociación.

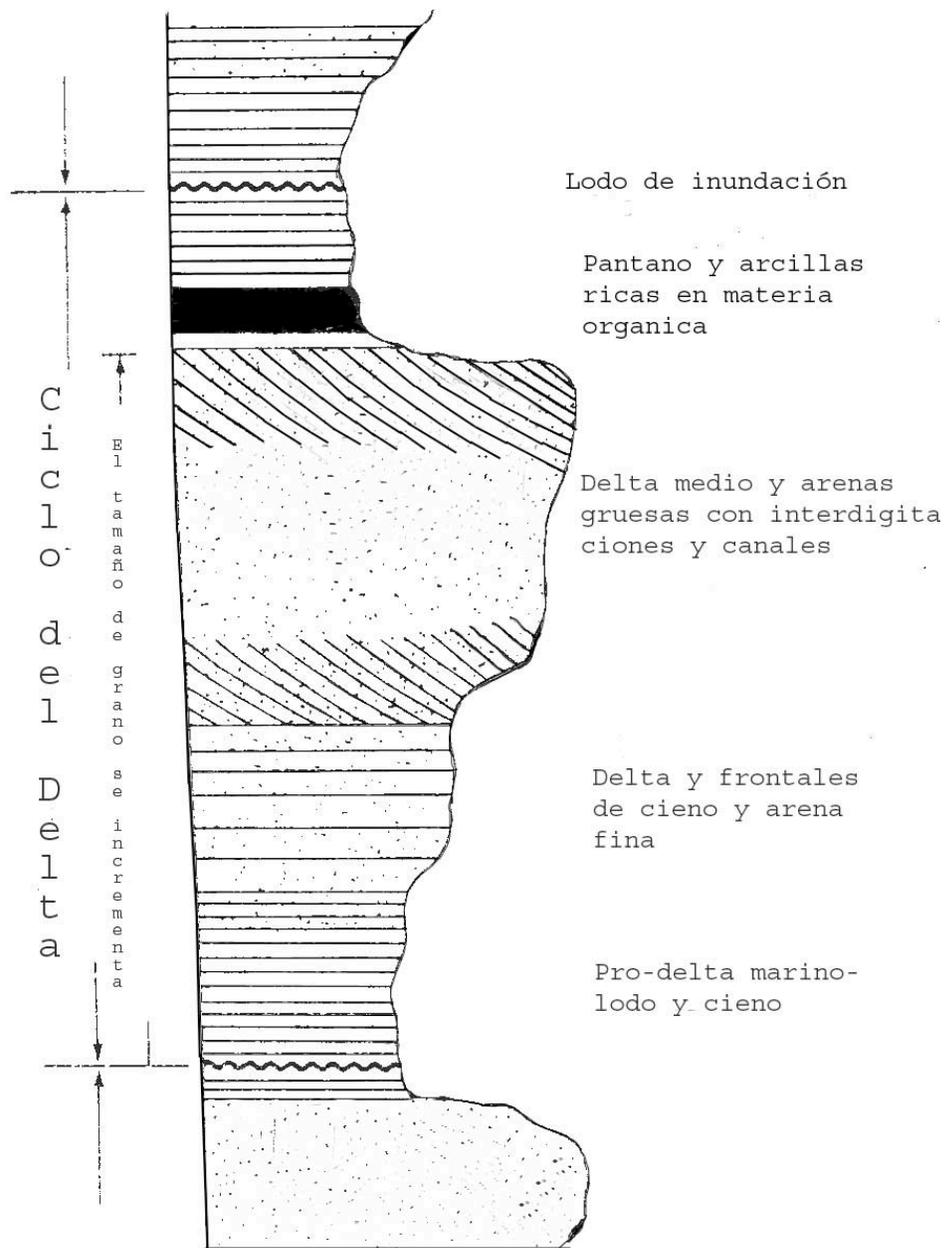


Figura 3.2 Diagrama de un típico ciclo deltaico marino. El fondo de la secuencia normalmente contiene fósiles marinos, la parte de arriba incluye agua dulce y agua salada fósil. Los ciclos deltaicos están separados por disconformidades que reflejan cambios en los lóbulos del delta. El espesor de los ciclos varía extensamente de algunos pocos metros para pequeños deltas de los lagos a cientos de metros para grandes deltas marinos.

3.10.6 Ambientes de Playa y Bancos de Arena

Los sedimentos de la zona de la costa, son dominados por arenas en las playas y en las islas de barrera, junto con sedimentos de granos más finos y cieno en lagos. Las arenas están bien surtidas, redondeadas y quizás hasta congeladas si se encuentran en la parte trasera de las dunas. A través del lecho o ligeramente inclinadas hacia el mar y en la zona de superficie, oscilando en ondas será la regla general. Los cascajos también pueden ser encontrados en las playas. Una secuencia típica estará formada de una línea de orilla, que es construida hacia el mar siendo constituida por un grano fino y un sedimento subacuático, uno formado por el influjo de mareas bajas, yaciendo sobre depósitos marinos, típicamente de arenas de grano medio. La secuencia entonces, continúa a granos relativamente burdos hacia bandos de arena superficiales y arenas de playa y es coronada por dunas de arena o lodo ricas en organismos y marismas saladas. Si un lago se presenta tras un banco de arena, entonces el lodo o cieno de fino grano con abundante materia orgánica, podrá encontrarse entre el banco de arena y los depósitos de la orilla.

En estos y en otros ambientes arenosos, el tamaño del rango de las arenas depende de los tamaños particulares de arena, traídos desde su fuente

3.10.7 Ambientes Marinos Superficiales

Las dinámicas de sedimentación en bancos de arena continentales, son determinadas por la acción del fondo de las olas producidas bajo vientos, tormentas o huracanes prevalecientes por las corrientes marinas de distintos rangos.

Arenas, lodos arenosos, y lodos o cieno son encontradas en relación a estas corrientes y olas. Arenas de granos finos y medianos son distribuidas en las partes más superficiales de los bancos de arena, así como en los listones o bandas más delgadas (grosor en centímetro. Por metro de ancho y varios metros de largo), así como dunas intercaladas de hasta 10 m de alto, las ondas de finos granos de arena y sedimentos pueden estar dispersos intercalados con parches de material

de conchas en áreas de menor intensidad. Los cienos o lodos son, típicamente encontrados en depresiones demasiado profundas para la acción de las olas y cubiertos por otras corrientes. Todos los sedimentos pueden ser bio-alterados por la abundante vida marina localizada en y sobre los sedimentos.

3.10.8 Ambientes Turbios

Se llaman de este modo, por el tipo de corriente que transporta y deposita los sedimentos en los declives continentales, subidas, planos abisales y zanjas de los océanos, todas las secuencias turbias muestran el mismo orden, pero algunas unidades pueden estar ausentes, dependiendo del particular sub-ambiente (Figura 3.3) las secuencias empiezan, con abruptas bases de arena burda y sin estructura, en algunos lugares, esta contiene guijarros o piezas desgajadas de los depósitos de sedimento previos. Esto gradúa los granos de mediano a alto, lechos de arena intercalados hasta arenas onduladas de granos mas finos y es coronado por sedimentos y lodos, los últimos típicos de ambientes bio turbios. La consecuente graduación del tamaño de los granos y estructuras de sedimentos en una secuencia continua, los productos de corrientes turbias de fuerza menguante, son el criterio para identificar estos ambientes. El grosor de las unidades y el completado de las secuencias son guías para la cercanía del hundimiento que inicia la marea.

El tope lodoso, esta ausente de la secuencia en áreas cercanas al hundimiento y el sedimento base de la secuencia más lejana.

Patrones secuéciales, identifican las partes más altas y las más bajas de depósitos submarinos al pie de declives continentales y sedimentos avísales planos. Las turbulencias pueden estar entremezcladas, con lechos de sedimentos oceánicos.

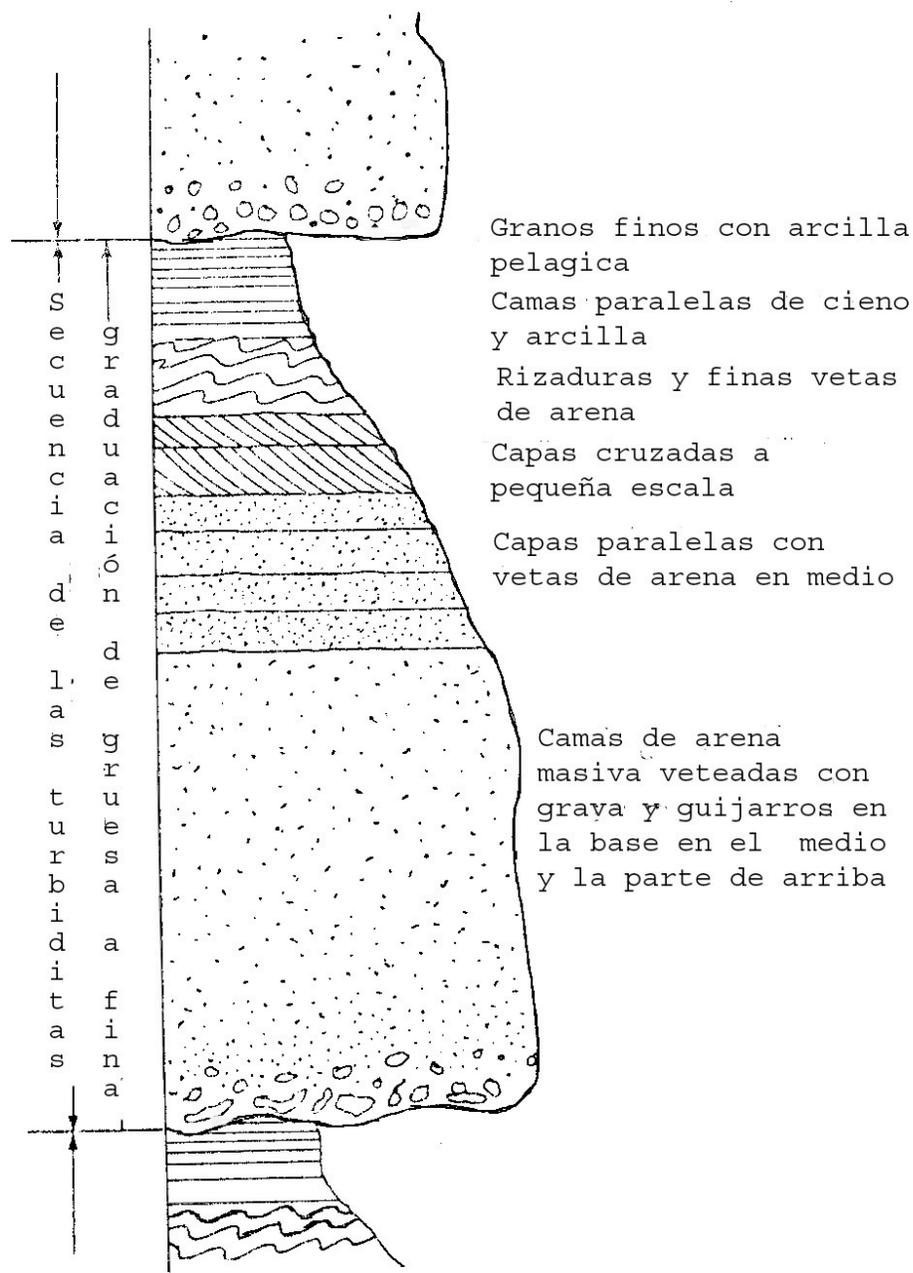


Figura 3.3 Diagrama de una típica corriente de depósito de turbiditas. El rango de las secuencias en los espesores es de menos de un metro a 3 ó 4 metros. No todas las subunidades se presentan en cada secuencia y el patrón exacto de secuencias varía con la pendiente y hay un abanico de ambiente hasta el plano abisal. Las secuencias individuales pueden ser localizadas a muchos kilómetros.

3.10.9 Ambientes Oceánicos

Los depósitos clásticos (compuestos de fragmentos), no turbios del océano profundo, son de granos finos de arcillas rojas, (de hecho vienen en un rango de rojo a café), este color es el resultado de lentas oxidaciones de hierro en la arcilla, la que es expuesta a agua del océano por largos periodos de tiempo, debido a que el rango de sedimentación es tan lento, (unos pocos milímetros por miles de años) las arcillas son laminadas finamente y las cortezas de manganeso y nódulos son comunes. Las camas de cenizas volcánicas son comunes y están asociadas con placas convergentes. Las arcillas oceánicas son intercaladas con exudaciones de carbonato y con exudaciones de silicio a cualquier profundidad.

3.11 Sedimentos Clásticos

Su clasificación depende de:

- Composición
- Tamaño
- Clasificación de los granos
- Forma
- Redondez
- Esfericidad

3.12 Definición de Arena y Arenisca

Las arenas y sedimentos clásticos, en general difieren de las rocas ígneas y otras rocas cristalinas, por poseer una estructura de granos.

La diferencia de granos de las rocas ígneas y rocas relacionadas, la cual está en contacto con sus vecinos, los granos en la arena estaban generalmente solo en contacto tangencial, así que forman parte de una red tridimensional abierta. Como consecuencia de esto las arenas tienen una alta porosidad.

Una distribución desequilibrada de esfuerzos, a lo largo de las fronteras de los granos, pueden ser la solución a puntos de presión y deposición en otra parte, incrementando la superficie de contacto y reduciendo el espacio poroso. Dicha acción acompañada en algunos casos con la introducción de materiales cementantes, facilita el producto terminado. Una roca con granos en contacto continuo y sin porosidad. De esta manera una arena en contacto tangencial y una porosidad de 35% a 40% es convertida en un mosaico cristalino cerrado con porosidad cero.

La arena floja es un material granular no cohesivo, los granos o los elementos estructurales son la definición de tamaño de arena, ha habido varios intentos por definir de forma más precisa. Estos intentos están enfocados en el tamaño de los granos, en términos de *diámetro* del grano o alguna magnitud especificada, ya que los granos de arena no son regulares, en primer lugar es necesario definir el término *diámetro*, que es aplicado a dichos sólidos. Los intentos de codificar el significado de "arena", como un término de tamaño son muchos. Pero se adoptarán los límites de diámetro de 0.0625 mm (1/16) a 2 mm para definir arena. Estos límites son generalmente aceptados por los sedimentólogos.

Esta definición de arena en el rango de de 0.0625 mm a 2 mm de diámetro engloba una vasta variedad de tamaños de grano.

Un grano de 2 mm de diámetro es una esfera con un volumen de 4.2 mm³. Un grano de 0.0625 mm de diámetro tiene un volumen de aproximadamente 0.00012 mm³. El límite superior del volumen es 34,688 veces más grande que el límite inferior



Figura 3.4 Definición de arena

3.13 Génesis de la Arena

Las rocas plutónicas proveen principalmente cuarzo y feldespato, los sedimentos terrígenos proveen cuarzo y fragmentos de roca, las rocas volcánicas proveen principalmente fragmentos de roca y vidrio, los sedimentos químicos proveen escombros de carbonatos.

La arena es un producto del rompimiento de los granos gruesos, provenientes de las rocas y de rango de tamaños (principalmente del cuarzo), está limitado por la textura original de las rocas aportantes.

La arena es transportada desde muy lejos por rodamiento y deslizamiento, a lo largo del fondo o por precipitación y solo en una pequeña extensión, en suspensión turbulenta.

La esencia de la definición del comportamiento de la arena, depende de la naturaleza del medio de flujo (aire o agua) y debe ser válido como "promedio" de las condiciones de flujo.

El medio común de transporte de la arena, es la migración en montones o dunas por vía subaérea o subacuática.

3.14 Clasificación Petrográfica

Existen tres principales tipos de arenas, las terrígenas, las carbonatadas y las piroclásticas.

Las arenas terrígenas, son las más abundantes y están todas derivadas en el fondo de cristales, rocas volcánicas y rocas sedimentarias, que fueron depositadas en agua y erosionadas en el fondo de la cuenca, a excepción de las eolitas. Los silicatos predominan en este tipo de arenas.

Las arenas carbonatadas, son depositadas en ambientes marinos y consisten primariamente de esqueletos, oolitas más otros granos cubiertos, algunos detritos localmente derivados llamados intraclastos y carbonatos terrígenos. Estos últimos son en realidad arenas terrígenas y no son abundantes excepto donde existe una rápida erosión en el espesor de la sección de los carbonatos, en capas orogénicas o en algunas situaciones glaciales.

Las arenas piroclásticas están derivadas directamente de explosiones volcánicas, estas pueden ser depositadas en tierra o en el agua, son menos abundantes que las arenas terrígenas o las arenas carbonatadas.

Las arenas terrígenas están clasificadas por su fuente, las arenas carbonatadas están definidas por su composición y las arenas piroclásticas están definidas por su agente de formación; el volcanismo. Sin embargo esta división es solo válida debido a la diferencia que la producción de arenas representa. Esta clasificación está basada sólo en la fracción detrítica. Las arenas piroclásticas y carbonatadas pueden ocurrir juntas.

El ingeniero debe seleccionar las propiedades significativas que ve de interés en el comportamiento de areniscas relativo a problemas de ingeniería.

3.15 Definiendo Parámetros

Los tres tipos de arenas, pueden ser consideradas en términos de las proporciones relativas del arreglo de los granos.

La matriz detrítica (llamada micrita, si es carbonato en vez de lodo arcilloso) y cemento químico. El arreglo de granos es el que soporta a la arena, considerando

que la matriz y el cementante químico, cualquiera de los dos rellenará total o parcialmente el espacio poroso.

El arreglo de granos en arenas no carbonatadas, es principalmente cuarzo, feldespato y granos finos de fragmentos de roca: limolita, argilita, pizarra, vidrio, riolita y otros fragmentos de volcánicos.

Las micas comúnmente tienen un rol subordinado en el arreglo de los elementos.

Una arenisca es distinguida por su constituyente dominante, si es más del 50% de una arena consistente de detritos derivados de rocas preexistentes, es una arenisca terrígena o si es más del 50% derivados de una explosión volcánica es una arenisca piroclástica.

La clasificación se usará para arenas terrígenas y areniscas es muy simple, esta es apropiada tanto para arenas modernas, como para arenas antiguas. Básicamente se usan sólo arreglos de granos de cuarzo, feldespato y fragmentos de roca. En un criterio secundario, la clasificación entre arenas limpias o arenitas, arena con menos del 15% de matriz y el arena sucia o "terrones" con más del 15% de arcilla.

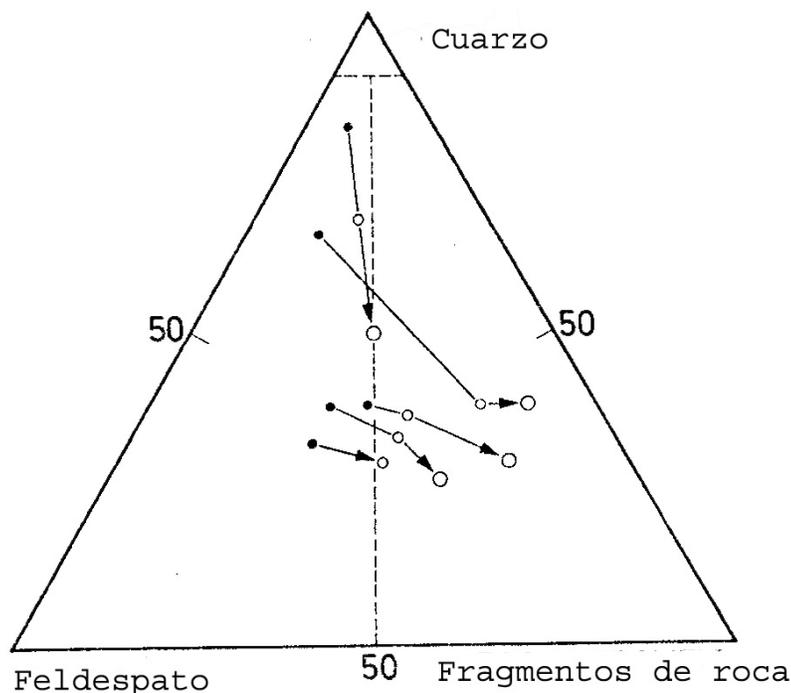


Figura 3.5 La grafica muestra la clasificación de las arenas, cada flecha conecta muestras de la misma secuencia, las dirección de la flecha va de lo más fino a lo más grueso.

3.16 Escalas Granulométricas

Las escalas granulométricas son subdivisiones de una sucesión continua de tamaños de grano. Esta subdivisión se hace por dos razones:

1. Estandarizar la terminología sedimentológica.
2. Simplificar los análisis estadísticos de los sedimentos.

Para que una escala granulométrica sea útil en estadística, debe ser una escala regular, cuyos términos mantengan una relación siempre entre sí. Una relación lineal primaria sería inapropiada, ya que si por ejemplo, tomáramos el milímetro como unidad, la arcilla, el limo y casi toda la arena deberían colocarse en una sola clase y solo la arena gruesa y la grava serían subdivisibles. En cambio una escala geométrica es la más apropiada, pues da origen a unidades más pequeñas para las partículas menores y grandes para mayores. Al graficar, sobre una escala logarítmica, todos los intervalos geométricos quedan igualmente espaciados.

La Figura 3.6 muestra la escala granulométrica más usada en la actualidad, que es la de Udden, modificada por Wentworth (1922) y por el comité Lane (1947) y llamada UDDEN-WENTWORTH. Esta toma el milímetro como punto de partida y establece subdivisiones utilizando la razón 2 ó 0.5 (La primera en sentido creciente y la segunda en sentido decreciente) así los límites de clases en esta escala son:

..., 16 mm, 8 mm, 4 mm, 2 mm, 1 mm, 0.5 mm, 0.25 mm, 0.125 mm, 0.0625 mm, etc.

Cuando se trabaja con sedimentos bien seleccionados se hace necesario introducir un mayor número de grados en cada intervalo, por lo tanto se subdivide cada clase en 2 ó 4 subclases. Al hacerlo aparecen números irracionales pues la subdivisión debe ser granulométrica y no aritmética. Para evitar usar números irracionales, Klumbein ideó la escala PHI (Φ) Esta se basa en que los límites de los intervalos de clase de la escala UDDEN-WENTWORTH son potencias de 2, y por lo tanto se pueden expresar como logaritmos enteros en base 2. Al dividir cada intervalo entre otros 2 ó 4, los nuevos límites se expresan en la escala phi como números decimales. Para evitar trabajar con números negativos al

tratar partículas más finas (menores de 1 mm) se toma el logaritmo negativo base 2.

PHI= $-\log_2$ (diámetro en mm) quedando la siguiente correlación.

Escala PHI	-3	-2	-1	0	1	2	3	4
Escala en mm	8	4	2	1	1/2	1/4	1/8	1/16

	U. Wentwort (mm)	2 (mm)	4 (mm)	phi	tamiz
	Bloque	1024,0000			-10,00
		256,0000			-8,00
	Guijarro	128,0000			-7,00
		64,0000			-6,00
G		32,0000			-5,00
R		16,0000			-4,00
A	Guija	8,0000			-3,00
V		4,0000	4,00000	4,00000	-2,00
A	Sábulo o Gránulo		2,83000	3,36000	-1,75
			2,83000	2,83000	-1,50
			2,38000	2,38000	-1,25
		2,0000	2,00000	2,00000	-1,00
			1,68000	1,68000	-0,75
	Muy gruesa		1,41000	1,41000	-0,50
			1,19000	1,19000	-0,25
		1,0000	1,00000	1,00000	0,00
			0,84000	0,84000	0,25
	Gruesa		0,70700	0,70700	0,50
A			0,59500	0,59500	0,75
R		0,5000	0,50000	0,50000	1,00
E			0,42000	0,42000	1,25
N	Mediana		0,35400	0,35400	1,50
A			0,29700	0,29700	1,75
		0,2500	0,25000	0,25000	2,00
			0,21000	0,21000	2,25
	Fina		0,17700	0,17700	2,50
			0,14900	0,14900	2,75
		0,1250	0,12500	0,12500	3,00
			0,10500	0,10500	3,25
	Muy fina		0,08800	0,08800	3,50
			0,07400	0,07400	3,75
		0,0625	0,06200	0,06200	4,00
		0,0625	0,06200	0,06200	4,00
			0,05300	0,05300	4,25
	Grueso		0,04400	0,04400	4,50
			0,03700	0,03700	4,75
		0,0313	0,03120	0,03120	5,00
			0,02660	0,02660	5,25
L	Mediano		0,02200	0,02200	5,50
I			0,01880	0,01880	5,75
M		0,0156	0,01560	0,01560	6,00
O			0,01330	0,01330	6,25
	Fino		0,01100	0,01100	6,50
			0,00940	0,00940	6,75
		0,0078	0,00780	0,00780	7,00
			0,00660	0,00660	7,25
	Muy fino		0,00550	0,00550	7,50
			0,00470	0,00470	7,75
		0,0039	0,00390	0,00390	8,00
			0,00330	0,00330	8,25
A			0,00276	0,00276	8,50
R			0,00232	0,00232	8,75
C		0,0020	0,00195	0,00195	9,00
I			0,00164	0,00164	9,25
L			0,00138	0,00138	9,50
L			0,00116	0,00116	9,75
A		0,0010	0,00098	0,00098	10,00
			0,00082	0,00082	10,25
			0,00069	0,00069	10,50

Figura 3.7 Escala granulométrica Udden-Wentworth

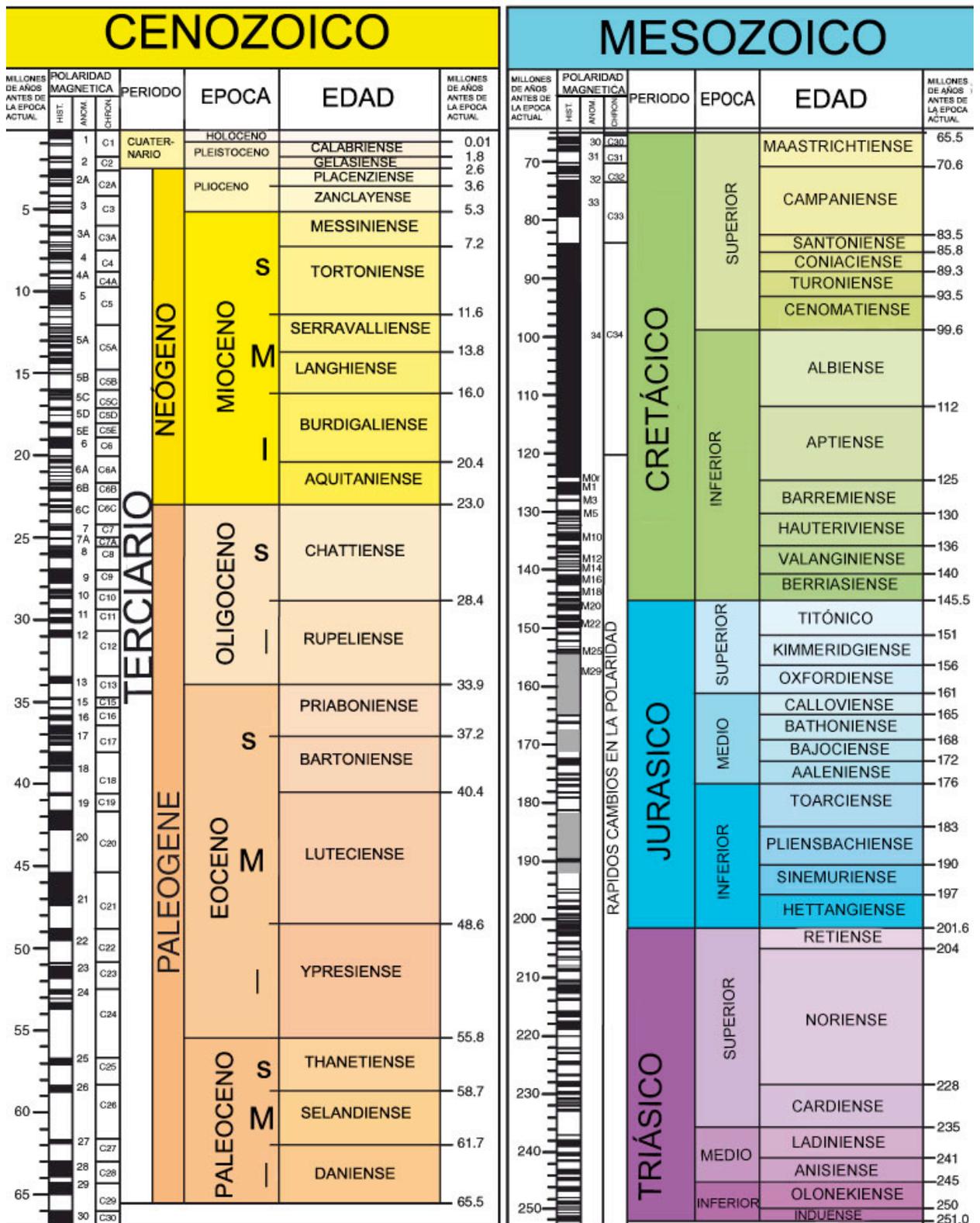


Figura 3.8 Escala del tiempo geológico

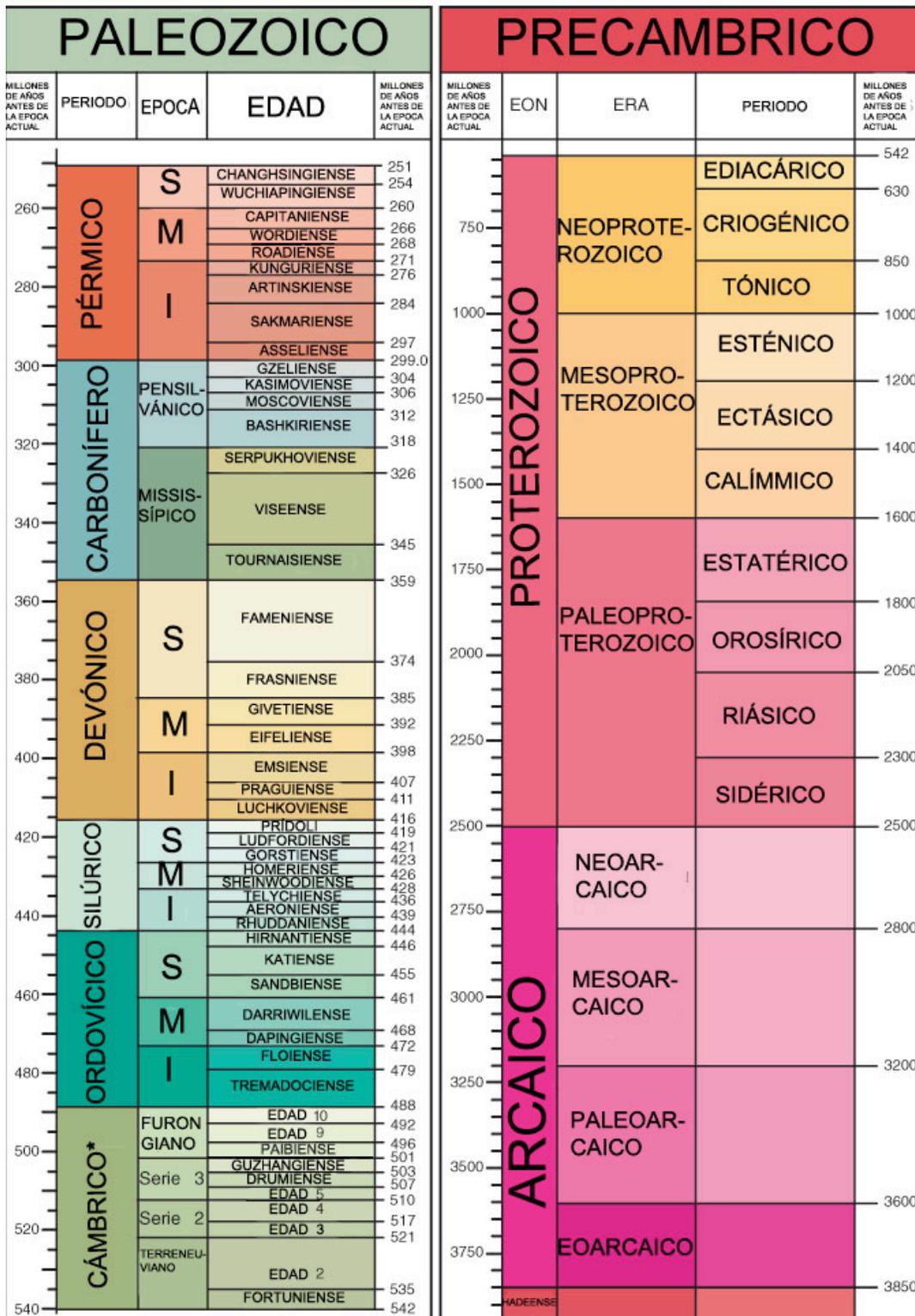


Figura 3.9 Escala del tiempo geológico

IV. COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS

Los yacimientos de hidrocarburos se pueden clasificar de diversas maneras, dependiendo del tipo de característica física se quiera destacar, ya sea por el tipo de roca almacenadora, por el tipo de trampa, por el tipo de fluido almacenado, con base en el diagrama de fases.

4.1 Clasificación de los Yacimientos de Hidrocarburos

4.1.1 De Acuerdo Con el Tipo de Roca Almacenadora

Se considera como roca almacenadora aquella que es capaz de almacenar a los hidrocarburos, generalmente tiene una extensión geográfica mayor que la de los yacimientos, debido a que estos están restringidos a la trampa. En la parte externa de las áreas productoras, las rocas almacenadoras están casi siempre llenas de agua. Las principales propiedades que debe poseer una roca para constituirse como roca almacenadora, son la porosidad que condiciona; además de otros factores independientes de la litología (temperatura, presión del yacimiento, saturación relativa de hidrocarburos y agua), el volumen de petróleo o gas en la roca y la permeabilidad de la que depende el movimiento de los fluidos en el interior de la roca.

4.1.1.1 Rocas Detríticas, Arenas y Arenisca.

Las rocas detríticas o clásticas, son resultado de la acumulación de elementos arrancados a rocas preexistentes por la erosión, sedimentados o transportados a distancias variables por agentes diversos, cementados o no, después de su depositación. El conjunto de rocas detríticas, las arenas y las areniscas, se definen por la posición de sus granos en la escala de tamaños.

4.1.1.2 Rocas Carbonatadas, Calizas y Dolomias

Las rocas carbonatadas comprenden todas las rocas sedimentarias, constituidas en su mayor parte por minerales carbonatados, entre los cuales, los dos principales son caliza y dolomia.

4.1.2 De Acuerdo Con el Tipo de Trampa

Por el tipo de trampa en que se almacenan los hidrocarburos, los yacimientos se clasifican en:

4.1.2.1 Trampas de Tipo Estructural

Son aquellas en las que los hidrocarburos se encuentran asociados a pliegues o fallas como los anticlinales y los sinclinales (simétricos y asimétricos)

4.1.2.2 Trampas Estratigráficas

Son diversas y dependen exclusivamente del carácter sedimentológico de las formaciones que las constituyen, un cambio lateral de arena o lutita forma una trampa estratigráfica

4.1.2.3 Trampas Combinadas

Se refieren a las trampas en las que se conjugan aspectos estratigráficos y tectónicos. En estas trampas se da casi cualquier combinación imaginable de estructura y estratigrafía

4.1.2.4 Trampas Asociadas a Intrusiones Ígneas

Se conocen casos en los que una intrusión ígnea (sill) hace las funciones de roca sello.

4.1.3 Por el Tipo de Fluido Almacenado

Tomando en cuenta las características de los fluidos producidos, se tienen yacimientos de aceite, aceite ligero (volátil), gas seco, gas húmedo y de gas y condensado. Las características de los fluidos producidos para delimitar un

yacimiento dentro de la clasificación anterior son las siguientes:

4.1.3.1 Yacimientos de Aceite pesado

Producen un líquido negro o verde negruzco, con una densidad relativa mayor a 0.8 y una relación gas-aceite menor de 200 ($\text{m}^3_{\text{g}}/\text{m}^3_{\text{o}}$)

4.1.3.2 Yacimientos de Aceite Volátil

Produce líquido café oscuro, con una densidad relativa entre 0.740 y 0.800 y una relación gas-aceite entre 200 ($\text{m}^3_{\text{g}}/\text{m}^3_{\text{o}}$) y 1500 ($\text{m}^3_{\text{g}}/\text{m}^3_{\text{o}}$)

4.1.3.3 Yacimientos de Gas y Condensado

Producen un líquido ligeramente café o pajizo, con una densidad relativa entre 0.740 y 0.780 y una relación gas-aceite entre 1,500 ($\text{m}^3_{\text{g}}/\text{m}^3_{\text{o}}$) a 12,000 ($\text{m}^3_{\text{g}}/\text{m}^3_{\text{o}}$)

4.1.3.4 Yacimientos de Gas Húmedo

Producen un líquido transparente, con una densidad relativa menor de 0.740 y con relaciones gas-aceite entre 10,000 ($\text{m}^3_{\text{g}}/\text{m}^3_{\text{o}}$) y 20,000 ($\text{m}^3_{\text{g}}/\text{m}^3_{\text{o}}$)

4.1.3.5 Yacimientos de Gas Seco

Este nombre implica a un yacimiento completamente cerrado, o con barreras impermeables que no recibe presión de fuerzas externas, como un acuífero asociado. En suma la expansión de roca el empuje por agua son despreciables, la fuerza primaria en el mantenimiento de presión es la expansión de gas, resultado de la producción de gas con la subsecuente reducción en la presión.

Cuando se usa el termino “gas seco” se hace referencia a un yacimiento que produce metano con algunas moléculas de hidrocarburos de peso intermedio. Los yacimientos de gas seco, cuando producen, no tienen cambios de fase cuando se reduce la presión, ni en el yacimiento, ni en el fondo del pozo, ni en los separadores de superficie. En este sentido, “seco” no hace referencia a la ausencia de agua, sino que indica que existen hidrocarburos de forma líquida ni en el yacimiento, ni en el pozo o en el equipo de producción durante la producción.

4.1.4 Con Base en el Diagrama de Fases

El comportamiento termodinámico de una mezcla natural de hidrocarburos se puede utilizar para propósitos de clasificación; tomando en cuenta su diagrama de fases, el cual es una grafica temperatura Vs presión, donde se presentan los siguientes elementos: la curva llamada envolvente de fases, que resulta de unir las curvas de puntos de burbuja y puntos de rocío que exhibe la mezcla a diferentes temperaturas y presiones; curvas que se unen en el punto denominado “punto crítico” que son la temperatura y presión máximas, respectivamente, a las cuales la mezcla de hidrocarburos puede permanecer en dos fases, en equilibrio como se muestra en la Figura 4.1

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

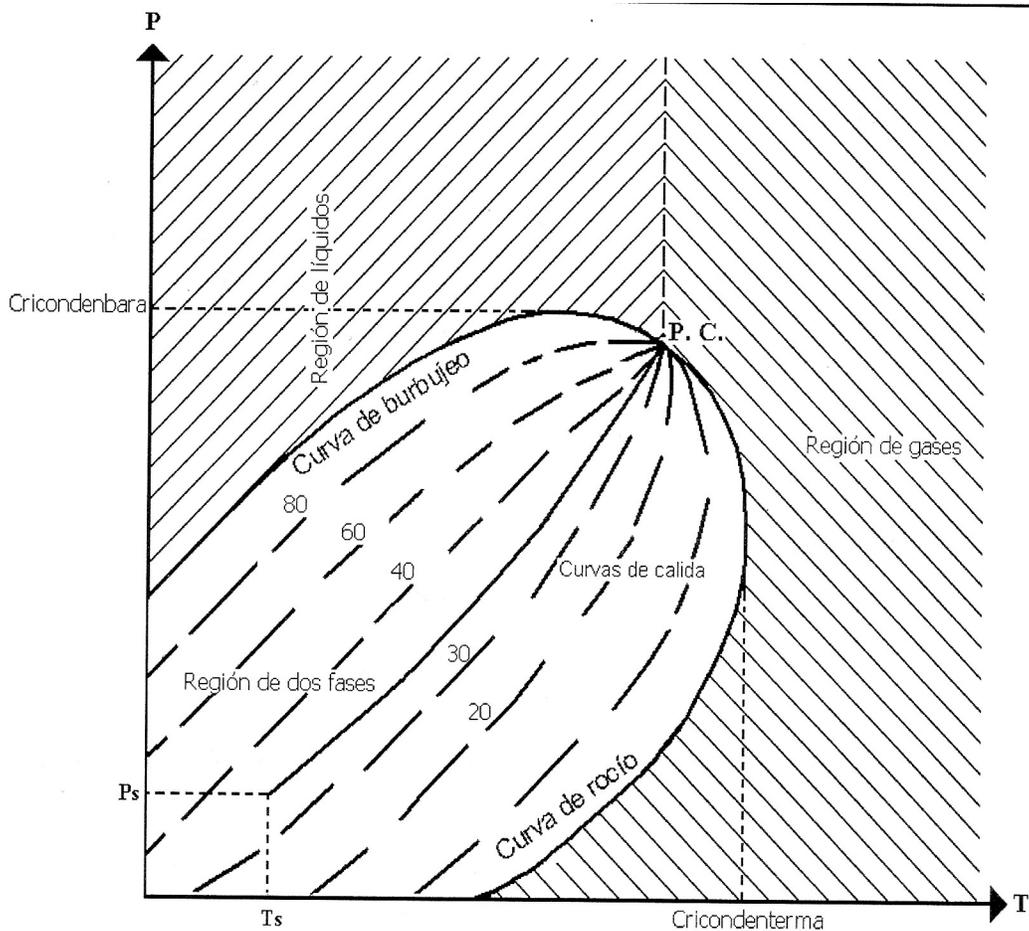


Figura 4.1 Muestra el diagrama de fases temperatura-presión.

4.1.4.1 Yacimientos de Aceite y Gas Disuelto de Bajo Encogimiento

La Figura 4.2 muestra la envolvente típica de un yacimiento conocido como de aceite y gas disuelto de bajo encogimiento, también llamado de “aceite negro” Sus componentes intermedios cuyo contenido es de C_3 a C_6 son comparativamente bajos y altos en componentes pesados (C_{6+})

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

Si la presión en el yacimiento es mayor que la presión de burbujeo de sus fluidos, a la temperatura del yacimiento, se dice que se trata de un yacimiento bajo

saturado (Capaz de disolver más gas) representado en el punto 1 de la Figura 4.2. Al explotar este yacimiento la temperatura permanecerá constante no así la presión que declinará hasta alcanzar la presión de burbujeo (punto 2) punto en el cual se inicia la liberación del gas en el yacimiento, el cual aparecerá en forma de burbujas. Esta liberación de gas combinada con la extracción del aceite hará que aumente constantemente la saturación de gas hasta que se abandone el yacimiento.

En este tipo de yacimientos, al alcanzarse la presión de burbujeo (o de saturación) comienza a variar la composición de los fluidos producidos y por lo tanto cambiará el diagrama de fases de los hidrocarburos remanentes. El punto 3 es el fluido remanente en el yacimiento donde el 75% es líquido y el 25 % es gas. El punto en el que se tiene la presión y temperatura en el separador, indica que aproximadamente el 85% del aceite producido es líquido, esto es con un porcentaje promedio alto, de ahí que este aceite es denominado “aceite de bajo encogimiento” Este tipo de yacimientos produce generalmente un líquido negro o verde negrusco, con una densidad relativa mayor de 0.8 y una relación gas-aceite instantánea menor de 200 (m^3_g / m^3_o)

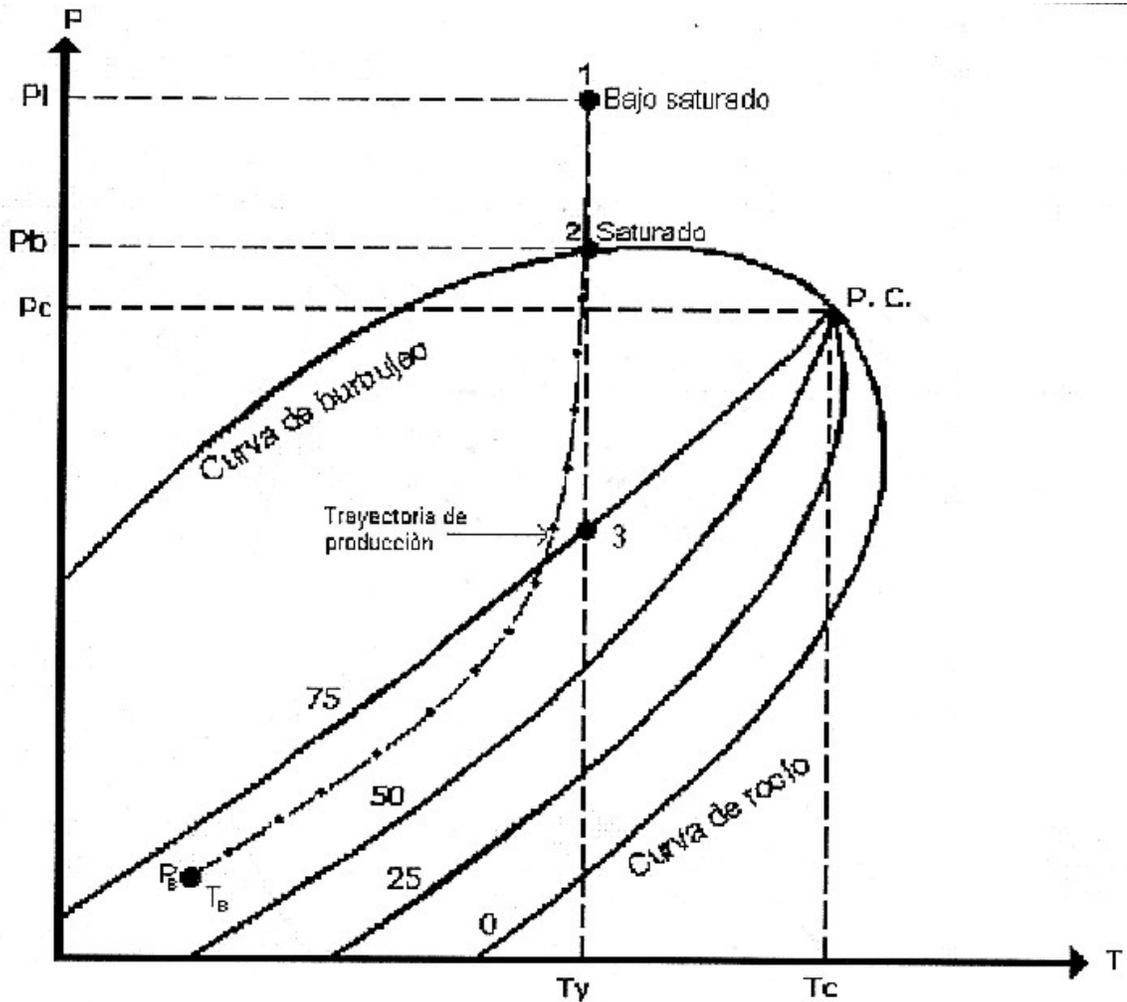


Figura 4.2 Muestra el diagrama de fases de un yacimiento de aceite y gas de bajo encogimiento

4.1.4.2 Yacimientos de Aceite y Gas Disuelto de Alto Encogimiento

En la Figura 4.3 se muestra el diagrama de fase típico de los yacimientos conocidos como aceite y gas disuelto de alto encogimiento o volátil. En el se observa que la temperatura de la formación almacenadora, es menor, pero cercana a la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos que contiene, su punto crítico se encuentra cerca de la crincondenbara y que las líneas están relativamente separadas de la línea de punto de rocío, lo que indica un alto contenido de componentes intermedios.

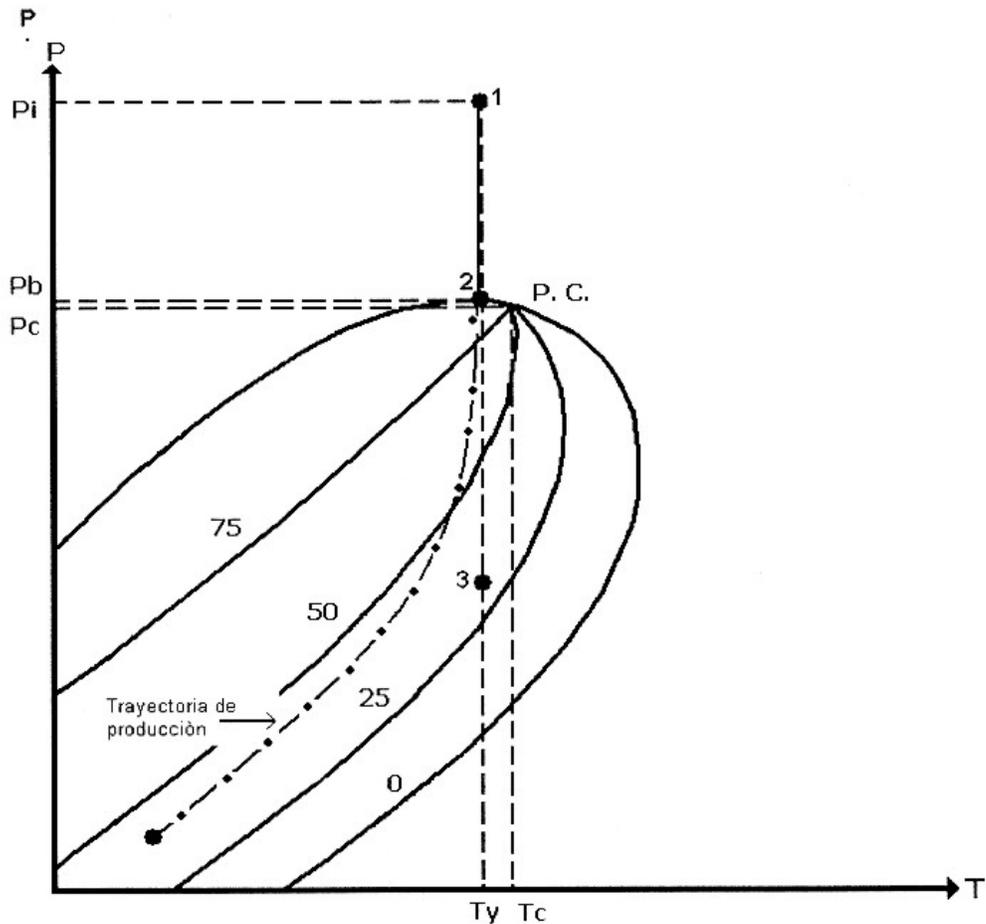


Figura 4.3 Muestra el diagrama de fases de un yacimiento de aceite y gas de alto encogimiento

La denominación de volátiles se deriva de la característica particular de que la temperatura del yacimiento es cercana a la temperatura crítica de la mezcla de los hidrocarburos que contiene, lo que hace que el equilibrio de fases sea precario y que cambios de pequeña magnitud en la presión o en la temperatura produzcan modificaciones importantes en los volúmenes de líquido y gas coexistentes. Para este tipo de yacimientos la proporción de gases y líquidos en la producción se verá fuertemente influenciada por las condiciones de presión y temperatura de separación, así como el número de etapas que se empleen, condiciones que se situarán siempre en la región de dos fases del diagrama. La línea vertical indica la

trayectoria tomada por la reducción de la presión a temperatura constante, durante la producción de este aceite. La línea 1-2 tiene el mismo comportamiento que el yacimiento de la Figura 4.2.

En la Figura 4.3 se nota que a medida que la presión disminuye por debajo de la curva de burbujeo, una gran cantidad de gas es liberado. En el tiempo en que la presión ha alcanzado el punto 3, el yacimiento contiene cerca del 40% de líquido y 60% de gas. A las condiciones del separador, se tiene que aproximadamente el 65% del aceite producido es líquido. La relación gas-aceite que se obtiene de estos yacimientos varía de 200 a 1,000 ($\text{m}^3_{\text{g}} / \text{m}^3_{\text{o}}$), los líquidos en el tanque de almacenamiento presentan una coloración ligeramente oscura, con una densidad entre 0.85 y 0.75 (gr/cm^3)

4.1.4.3 Yacimientos de Gas y Condensado

La Figura 4.4 corresponde a la envolvente de fases de los fluidos de un yacimiento de gas y condensado; caso que se presenta cuando la temperatura del yacimiento cae entre la temperatura crítica y la cricondenterma de la mezcla de hidrocarburos. El punto crítico generalmente cae a la izquierda de la cricondenbara y las líneas de calidad se cargan predominantemente hacia la línea de puntos de burbujeo. Si la presión del yacimiento es superior a la presión de rocío de la mezcla, los fluidos se encuentran inicialmente en estado gaseoso. Los fluidos que penetran en el pozo, en su camino hacia el tanque de almacenamiento sufren de una fuerte reducción, tanto en temperatura como en presión y penetran rápidamente en la región de dos fases para llegar a la superficie con relaciones gas-aceite que varían aproximadamente entre los 1,000 y 10,000 ($\text{m}^3_{\text{g}} / \text{m}^3_{\text{o}}$)

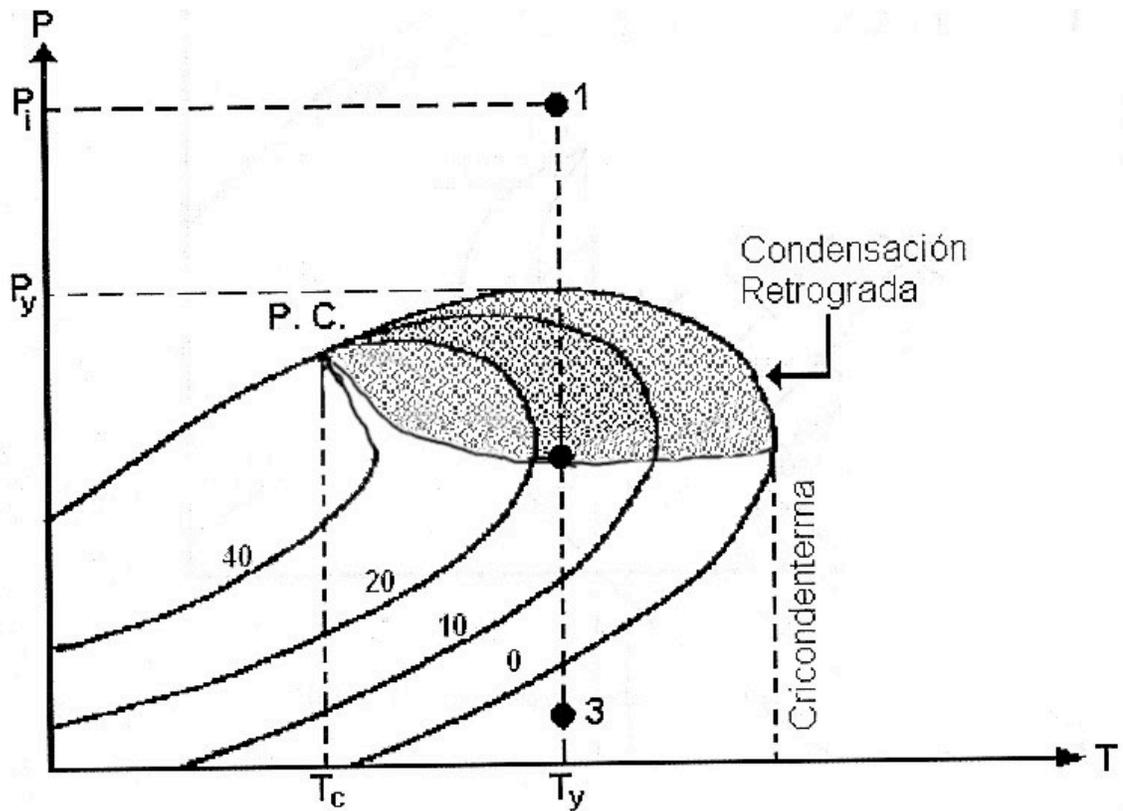


Figura 4.4 Muestra el diagrama de fases de un yacimiento de gas y condensado

Cuando en el yacimiento se produce una reducción isotérmica de la presión y se cruza la presión de rocío, se entra en 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; los hidrocarburos así depositados no logran fluir hacia los pozos, ya que raramente se alcanza la saturación crítica del líquido. El efecto dañino de permitir la condensación retrógrada tiene la agravante de que, lo que se deposita son las fracciones más pesadas de la mezcla y por lo tanto no solo se pierde la parte de mayor valor en el yacimiento, sino que el fluido que se continúa extrayendo se empobrece en cuanto a su contenido de tales fracciones.

La presión en el punto 1 indica que el sistema se encuentra en la fase gaseosa y a medida que la presión disminuye y alcanza la curva de rocío se comienza a formar el líquido. El punto 2 en el sistema indica 18% de líquido y 82% de gas, a este fenómeno se le denomina “Condensación retrograda”. Al seguir bajando la presión

del punto 2 al punto 3, la cantidad de líquido disminuye hasta desaparecer.

4.1.4.4 Yacimientos de Gas Húmedo

El diagrama de fases correspondiente a un yacimiento de gas húmedo se presenta la Figura 4.5, en ella puede observarse que la temperatura del yacimiento es mayor que la crincondenterma de la mezcla, por tal razón nunca se tendrán dos fases en el yacimiento, solamente la fase gaseosa. Cuando estos fluidos son llevados a la superficie entran en la región de dos fases, generando relaciones gas-aceite que varían entre: 10,000 y 20,000 (m^3_g / m^3_o)

Un gas húmedo normalmente está compuesto de un porcentaje bajo de componentes pesados, en este caso, el fluido existe como un gas en toda la declinación de la presión, ya que la temperatura del yacimiento excede a la crincondenterma. Aunque los fluidos remanentes en el yacimiento permanecen en la fase gaseosa, los fluidos producidos a través de los pozos entrarán a la región de dos fases, en virtud de la declinación de la presión y temperatura en la tubería de producción, como lo muestra la Figura 4.5

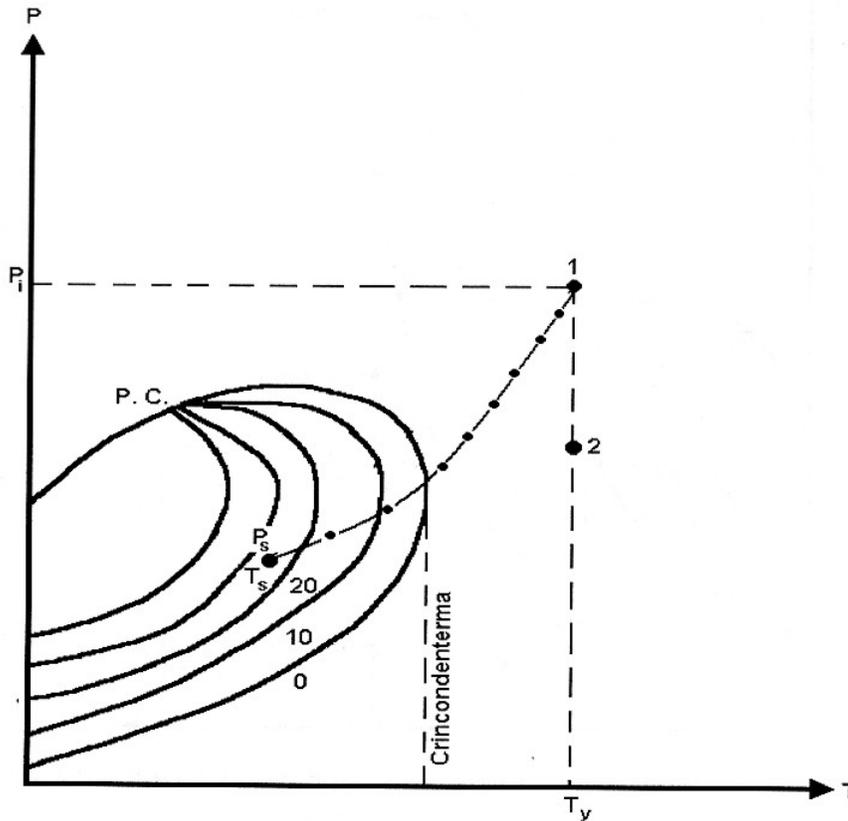


Figura 4.5 Muestra el diagrama de fases de un yacimiento de gas húmedo

4.1.4.5 Yacimientos de Gas Seco

Un último tipo de yacimiento es el que se conoce como yacimiento de gas seco, cuyo diagrama de fase se presenta en el Figura 4.6. Del punto 1 al punto 2 se muestra una declinación en la presión del yacimiento a una temperatura constante, el punto de la presión y temperatura del separador al punto 1, simula el cambio de las condiciones del yacimiento a las condiciones del separador a medida que el fluido es producido. Estos yacimientos contienen principalmente metano, con pequeñas cantidades de etano, propano y más pesados. Ni a las condiciones de yacimiento, ni a las de superficie se entra a la región de dos fases, durante la explotación del yacimiento, por lo que se está en la región de estado gaseoso. Teóricamente los yacimientos de gas seco no producen líquidos en la superficie.

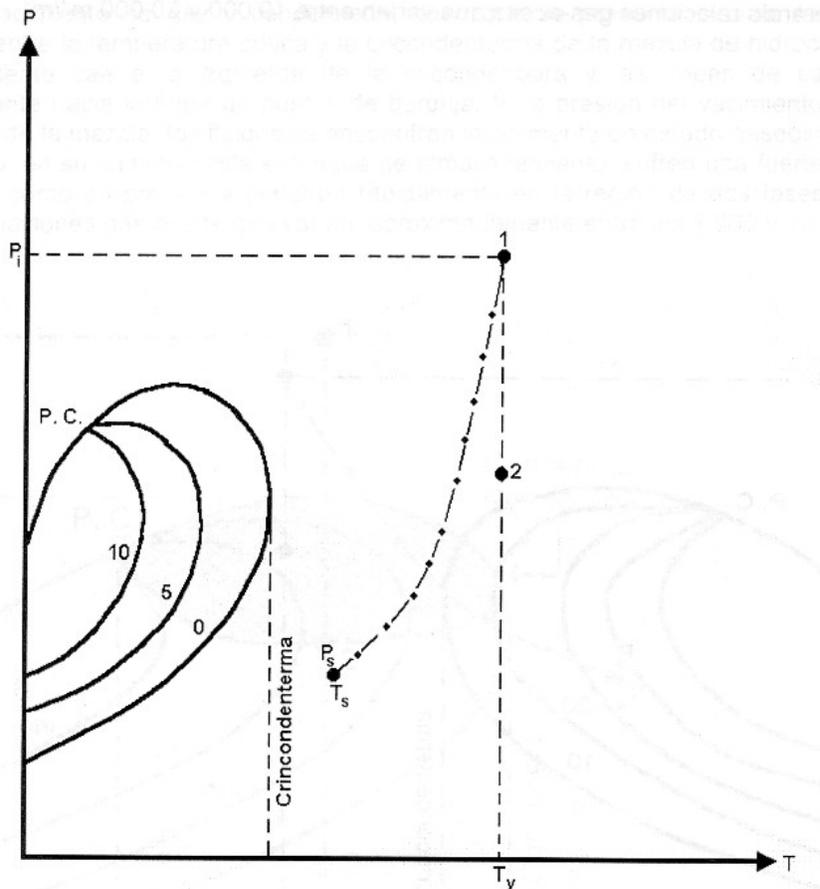


Figura 4.6 Muestra el diagrama de fases de un yacimiento de gas seco

4.2 Comportamiento de Yacimientos de Aceite.

Cada yacimiento está formado por una combinación única de formas geométricas propiedades de la roca, características de los fluidos y mecanismos de empuje primario. Aunque no existen dos yacimientos idénticos en todos los aspectos, pueden ser agrupados según el mecanismo de recuperación primaria por el que producen. Se ha observado que cada mecanismo tiene ciertas características de interpretación típicas en términos de:

- Factor de recuperación final
- Índice de declinación de la presión
- Relación Gas-Aceite
- Producción de agua

La recuperación de aceite por cualquiera de los mecanismos de empuje naturales es llamada “Recuperación primaria”. El termino se refiere a la producción de hidrocarburos de un yacimiento sin el uso de energía externa (Como la inyección de fluidos) para complementar a la energía natural del yacimiento.

4.2.1 Mecanismos de Recuperación Primaria.

Para una mejor comprensión del comportamiento del yacimiento y poder predecir su futuro comportamiento, es necesario conocer los mecanismos de empuje que controlan el comportamiento de los fluidos dentro del yacimiento.

Existen básicamente seis mecanismos de empuje que proporcionan la energía natural necesaria para la recuperación de hidrocarburos:

1. Empuje por la expansión del sistema roca fluidos
2. Empuje por reducción
3. Empuje por casquete de gas
4. Empuje por agua
5. Empuje por segregación gravitacional
6. Combinación de empujes

4.2.1.1 Expansión del Sistema Roca Fluidos

Cuando en un inicio de la explotación, en el yacimiento existe una mayor presión que la presión de burbujeo, el yacimiento es llamado “bajosaturado”.

A presiones por arriba de la presión de burbujeo, solo existe aceite, agua innata y roca. Conforme va decayendo la presión del yacimiento la roca y los fluidos se expanden. La compresibilidad de la roca es el resultado de dos factores:

1. Expansión de los granos de roca individuales, y
2. Compactación de la formación.

Estos dos factores son el resultado de la disminución de la presión de los fluidos dentro de los espacios porosos y ambos factores tienden a reducir el volumen de poros con la subsecuente reducción de la porosidad.

Como la expansión de los fluidos y la reducción del volumen de poros ocurren con la disminución de la presión en el yacimiento, el aceite y el agua son forzados del espacio poroso hacia la boca del pozo. Como los líquidos y las rocas solo son ligeramente compresibles, el yacimiento experimentará una rápida caída de presión. Los yacimientos que están bajo este mecanismo de empuje están caracterizados por una relación gas-aceite constante, que es igual la solubilidad del gas a la presión de burbujeo.

Este mecanismo de empuje se considera la fuerza impulsora menos eficiente y por lo general causa la recuperación de sólo un pequeño porcentaje del aceite in situ.

4.2.1.2 Mecanismo de Empuje Por Reducción.

Esta forma de empuje puede ser referida por los siguientes términos:

- Empuje por gas en solución
- Empuje por gas disuelto
- Empuje por el gas interno

En este tipo de yacimientos la principal fuente de energía es el resultado de la liberación del gas del aceite y la subsecuente expansión del gas en solución cuando se reduce la presión en el yacimiento. Cuando la presión cae por debajo de la presión de burbujeo, las burbujas de gas son liberadas dentro de los espacios microscópicos de los poros. Estas burbujas se expanden y fuerzan al aceite a salir.

Cole (1969) Sugiere que un yacimiento con empuje por reducción, puede ser identificado por las siguientes características:

Comportamiento de la presión: Cuando la presión del yacimiento disminuye rápida y continuamente, este comportamiento es atribuido al hecho de que no existen fluidos extraños o casquete de gas para proporcionar un reemplazo que ocupe el lugar del gas y aceite producidos.

Producción de agua: La ausencia de un empuje por agua significará que habrá poca o ninguna producción de agua junto con el aceite durante la vida productiva del yacimiento.

Un yacimiento con empuje por reducción, está caracterizado por que existe una creciente relación gas-aceite hacia todos los pozos, sin tener en cuenta su posición ya sea que estén arriba o por debajo de la estructura. Después de que la presión del yacimiento se ha reducido por debajo de la presión de burbujeo, el gas en solución se extiende hacia todo el yacimiento. Una vez que la saturación de gas sobrepasa a la saturación de gas crítica, el gas libre comienza a fluir hacia la boca del pozo. Aumenta la relación gas-aceite. El gas comenzará a fluir verticalmente debido a las fuerzas gravitacionales, que pueden resultar en la formación de un casquete de gas secundario. La permeabilidad vertical es un factor importante en la formación del casquete de gas secundario.

Recuperación de aceite única: La producción de aceite por el empuje por reducción, es poco eficiente. Esto es el resultado directo de la formación de la saturación de gas en el yacimiento. La recuperación de aceite final en yacimientos con empuje por reducción puede variar de menos del 5% hasta aproximadamente el 30%. La baja recuperación en este tipo de yacimiento sugiere que grandes cantidades de aceite permanezcan atrapadas en el yacimiento por lo tanto estos yacimientos se consideran como los mejores candidatos para aplicar recuperación secundaria.

<i>Característica</i>	<i>Tendencia</i>
Presión del yacimiento	Declina rápida y continuamente
Relación gas-aceite	Se incrementa hasta un máximo y luego declina
Producción de agua	Ninguna
Comportamiento de los pozos	Requieren un sistema artificial de producción en etapas tempranas
Recuperación de aceite	Del 5% al 30%

4.2.1.3. Empuje Por Casquete de Gas.

Los yacimientos con casquete de gas pueden ser identificados por la presencia de un casquete de gas, con poco o ningún empuje por agua. Debido a la capacidad del gas de expandirse, estos yacimientos están caracterizados por una lenta caída de presión. La energía natural disponible para producir el aceite proviene de dos principales fuentes:

1. La expansión del gas contenido en el casquete, y
2. Expansión del gas en solución cuando es liberado

Cole (1969) y Clark (1969) presentaron una revisión completa de las características asociadas con el casquete de gas:

Presión del yacimiento: La presión del yacimiento cae lenta y continuamente. La presión tiende a ser mantenida mas alta, que en un yacimiento de empuje por reducción. El grado del mantenimiento de presión depende el volumen de gas comparado contra el volumen de aceite.

Producción de agua: La producción de agua es nula y cuando se presenta, insignificante

Relación gas-aceite: La relación gas-aceite se incrementa continuamente en los pozos de parte superior de la estructura. Cuando el casquete de gas alcanza los intervalos de producción de los pozos que están en la parte baja de la estructura, la relación gas-aceite se incrementará en los pozos afectados a valores altos.

Recuperación final de aceite: La recuperación de aceite por la expansión del casquete de gas es realmente un mecanismo de desplazamiento por empuje frontal, que por lo tanto es más eficiente que en los yacimientos con empuje por reducción, está mayor eficiencia también se debe a que no se forma ninguna saturación de gas en todo el yacimiento al mismo tiempo. La recuperación de aceite esperada se extiende del 20% al 40%

La recuperación final de aceite en un yacimiento con empuje por casquete de gas variará dependiendo en gran parte de los seis parámetros importantes:

1. Tamaño del casquete de gas original: Como el mostrado en la Figura (4.7) La recuperación final de aceite aumenta con la expansión del casquete de gas.
2. Permeabilidad vertical: Una buena permeabilidad vertical puede permitir al aceite bajar evitando al gas.
3. Viscosidad del aceite: Cuando aumenta la viscosidad del aceite también aumenta la fuerza que evita su desplazamiento, por lo que no puede evitar al gas, lo que hace que baje su recuperación final.
4. Grado de conservación del gas: A fin de conservar el gas y así poder incrementar la recuperación de aceite final, es necesario cerrar los pozos que producen gas.
5. Índice de producción de aceite: Cuando la presión de yacimiento disminuye durante la producción, el gas en solución avanza hacia la zona de aceite y hace que aumente la saturación de gas de manera continua. Si la saturación de gas excede a la saturación de gas crítica, el gas comenzará a fluir en la zona de aceite. A consecuencia de esta invasión de gas en la zona de aceite ocurrirán dos cosas:
 - a) La permeabilidad efectiva al aceite disminuirá a consecuencia del aumento en la saturación de gas, y
 - b) La permeabilidad efectiva al gas aumentará, como consecuencia se incrementa el flujo de gas

La formación de la saturación de gas libre en la zona de aceite, no puede ser prevenida sin recurrir a operaciones de mantenimiento de presión. Por lo tanto a fin de conseguir la máxima ventaja del mecanismo de empuje por casquete de gas, la saturación de gas en la zona de aceite debe ser mantenida en un mínimo absoluto. Esto puede ser llevado a cabo aprovechando la segregación gravitacional de los fluidos. De hecho para operar eficientemente un yacimiento con casquete de gas también debe tener un eficiente empuje por segregación gravitacional. Cuando la saturación de gas se forma en la zona de aceite, hay que permitir que emigre el casquete de gas hacia arriba de la estructura. Así un yacimiento con empuje por casquete de gas, es en realidad un yacimiento que tiene una combinación de empujes, aunque no sea considerado como tal.

Si se tiene una baja tasa de producción, permitirá que una mayor cantidad de gas libre emigre de la zona de aceite, hacia el casquete de gas, los yacimientos con empuje por casquete de gas, son sensibles a la tasa de producción, cuanto más baja sea la producción, la recuperación aumentará.

6. Angulo de la pendiente: El tamaño del casquete de gas determina sobre todo la recuperación del aceite del campo. Cuando el casquete de gas se considera el mecanismo de empuje principal, su tamaño es una medida de la energía de yacimiento disponible, para producir el aceite. Tal recuperación normalmente será del orden del 20% al 40% del aceite in situ. Pero algunos otros aspectos están presentes para influir, como el ángulo de la pendiente que permite una buena segregación de aceite hacia la parte baja de la estructura, con esto pueden obtenerse recuperaciones mas altas, del orden del 60% o mas. De manera inversa a columnas de aceite

más delgadas (Donde un temprano avance del casquete de gas alcanza los pozos productores) pueden limitar la recuperación de aceite, sin tener en cuenta el tamaño del casquete de gas.

Comportamiento de los pozos: Debido a los efectos de la expansión del casquete de gas en el mantenimiento de la presión del yacimiento y al efecto del peso de la columna de líquido que disminuye cuando es producido el pozo, los yacimientos con empuje por casquete de gas tienden a fluir más que los yacimientos con empuje por reducción.

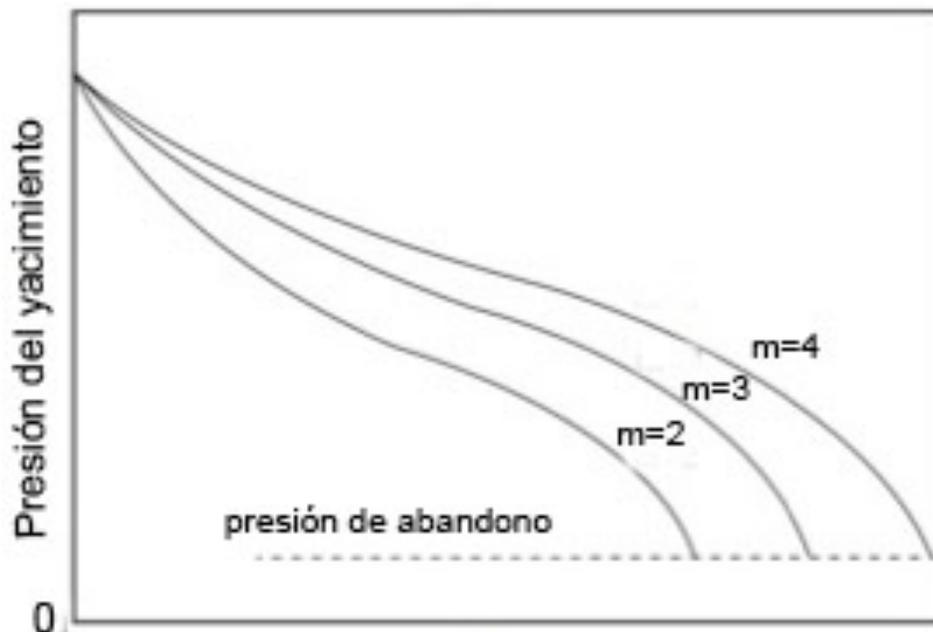


Figura 4.7 Muestra El efecto de la capa gas en la recuperación final

4.2.2.4 Mecanismo de Empuje Por Agua

Muchos yacimientos están rodeados en parte o totalmente por rocas que contienen agua llamados acuíferos. Los acuíferos pueden ser tan grandes comparados con el yacimiento con el que colindan que pueden parecer infinitos para objetos prácticos y también pueden ser tan pequeños, que son insignificantes en sus efectos en el comportamiento del yacimiento.

El acuífero puede estar rodeado de roca impermeable, de modo que el yacimiento y el acuífero formen una unidad (volumétrica) cerrada. Por otra parte el acuífero

puede aflorar en uno o varios sitios, donde puede ser recargado de agua superficial como el mostrado en la Figura (4.8)

Es común hablar de agua de flanco o agua de fondo en la discusión de entrada de agua al yacimiento. El agua de fondo esta directamente abajo del aceite y el agua de flanco esta en los flancos de la estructura, en el flanco del aceite como el ilustrado en la Figura (4.9)

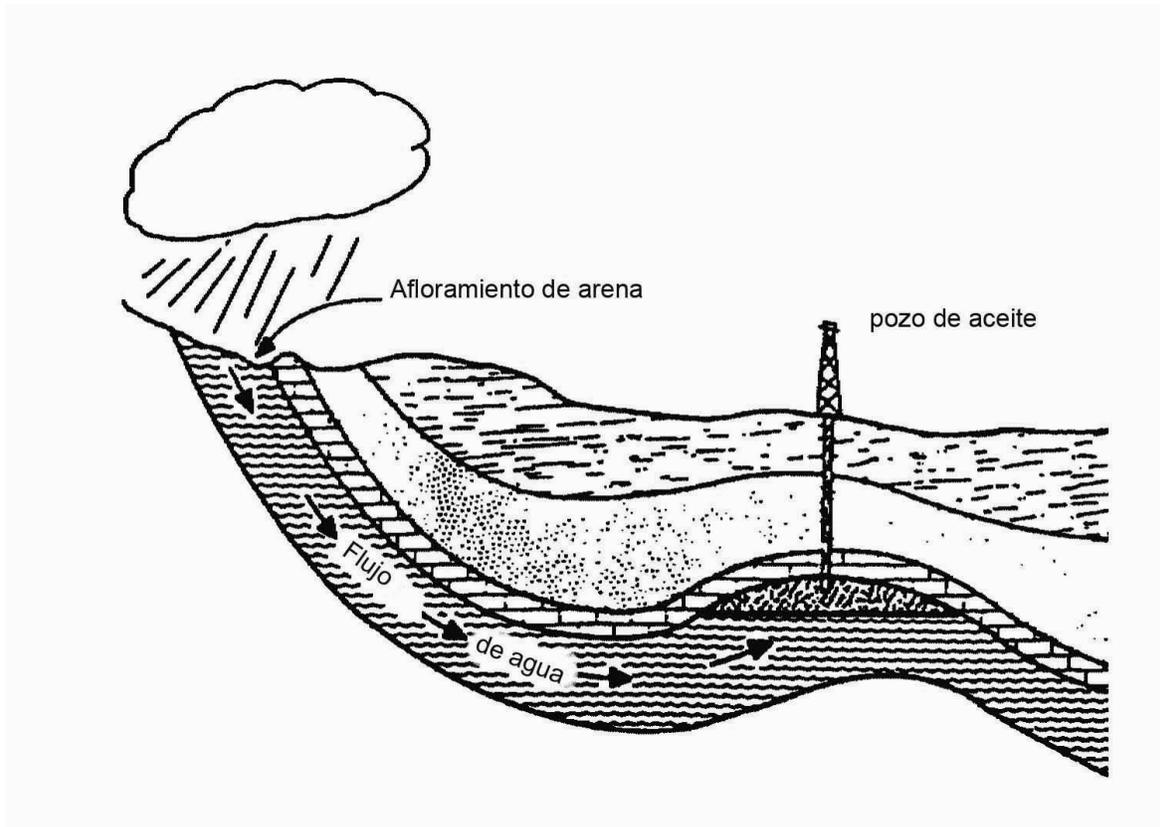


Figura 4.8 Yacimiento con empuje de agua artesiana

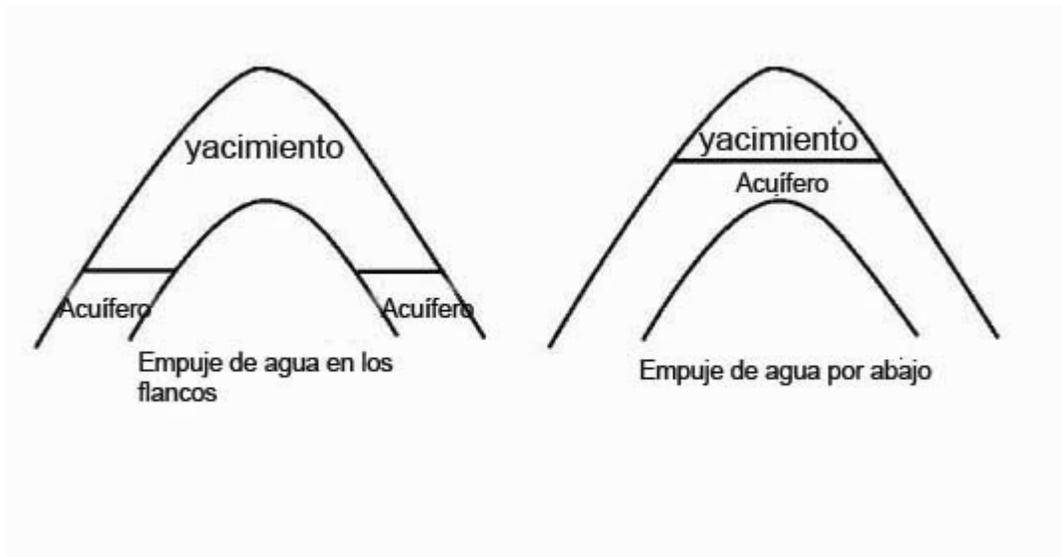


Figura 4.9 Geometría de los acuíferos

Sin tener en cuenta la fuente del agua, como resultado del empuje el agua que se mueve en los espacios porosos originalmente ocupados por aceite, reemplazando al aceite y desplazándolo hacia los pozos productores.

Cole (1969) Presentó la siguiente discusión sobre las características que pueden ser usadas para la identificación del mecanismo de empuje por agua:

Presión del yacimiento: La caída de presión del yacimiento es por lo general muy gradual. Es bastante común que miles de barriles de crudo sean producidos por cada libra por pulgada cuadrada que decae la presión del yacimiento. La razón de la pequeña caída de presión en el yacimiento, consiste en que el aceite y el gas son reemplazados, casi volumen por volumen por el agua que invade la zona de aceite. Existen yacimientos que por cada libra por pulgada cuadrada que decaen producen un millón de barriles de aceite. Aunque la presión sea graficada contra la producción de aceite acumulado, hay que entender que la producción de fluido total del yacimiento, son los criterios realmente importantes en el mantenimiento de la presión del yacimiento. En un yacimiento con empuje por agua, sólo un cierto número de barriles de agua pueden moverse en el yacimiento a consecuencia de una caída por unidad de presión dentro del yacimiento. Ya que la producción principal es el aceite, la producción de agua y gas deben ser minimizadas entonces la producción de aceite puede ser maximizada, entonces la producción

de aceite puede ser maximizada con una caída de presión mínima. Por lo tanto es muy importante reducir la producción de agua y gas al mínimo absoluto. Esto puede ser llevado a cabo cerrando pozos que produzcan grandes cantidades de estos fluidos y donde la transferencia posible de su producción de aceite, hacia otros pozos con bajas relaciones gas-aceite y agua-aceite.

Producción de agua: La producción de agua en etapas tempranas de la producción puede ocurrir en los pozos que están en la parte baja de la estructura. Esto es característico de un yacimiento con empuje de agua, con la condición de que el agua invada de manera uniforme, no se debe hacer nada para restringir esta invasión, ya que el mecanismo de empuje por agua, proporciona el mecanismo más eficiente posible. Si el yacimiento posee una o varias zonas lenticulares con permeabilidad alta, el agua puede moverse hacia esta zona más permeable, en este caso puede ser económicamente más factible realizar operaciones remediadoras para cerrar el acceso del agua a esta zona permeable. Esto permite que el aceite de los pozos que están en la parte baja de la estructura, pueda ser recuperado en los pozos localizados en la parte alta de la estructura, ya que el realizar trabajos para reducir la relación agua-aceite, en los pozos de la parte baja de la estructura, es un gasto innecesario.

Relación gas-aceite: Hay normalmente poco cambio en la relación gas-aceite durante la vida del yacimiento, esto es cierto si el yacimiento no tiene un casquete de gas inicial. La presión se mantendrá como consecuencia de la invasión de agua y por lo tanto habrá poco gas liberado.

Recuperación final de aceite: La recuperación final de aceite en los yacimientos con empuje por agua es mayor que bajo cualquier otro mecanismo de empuje. La recuperación depende de la eficiencia del barrido con agua que desplaza al aceite. El índice de avance es normalmente más alto en zonas de permeabilidad más alta. Esto provoca que en estos pozos aumente la relación agua-aceite y se alcancen los límites económicos. Cuando se tiene un yacimiento más o menos homogéneo, el avance será más uniforme y el límite económico se alcanzará en un mayor tiempo, cuando esto ocurre la mayor parte de los pozos productores serán alcanzados por el contacto agua-aceite.

La recuperación final de aceite también es afectada por el grado de actividad del empuje por agua. En un empuje por agua muy activo el grado de mantenimiento de presión será bueno, el papel que desempeña el gas en solución se reduce a casi cero, con la ventaja de que el agua es la máxima fuerza desplazante. Esto causa la máxima recuperación de aceite del yacimiento. La recuperación final se extiende del 35% al 75% del aceite in situ, las tendencias se muestran a continuación:

<i>Característica</i>	<i>Tendencia</i>
Presión del yacimiento	Permanece alta
Relación gas-aceite en la superficie	Permanece baja
Producción de agua	Comienza a etapas tempranas y se va incrementando hasta cantidades considerables.
Comportamiento de los pozos	Fluyen hasta que la producción de agua es excesiva.
Recuperación de aceite	Del 35% al 75

4.2.2.5 Empuje Por Segregación Gravitacional

Este mecanismo de empuje por segregación gravitacional ocurre en los yacimientos de aceite, como consecuencia de las diferentes densidades de los fluidos que están contenidos en él.

Los efectos de las fuerzas gravitacionales pueden ser simplemente ilustrados colocando aceite y agua en un envase y agitando el contenido. Después de la agitación el envase es colocado en reposo y el fluido más denso (agua) se posará en el fondo del envase, mientras que el fluido menos denso (aceite) se posará encima del fluido más denso. Los fluidos se han separado como consecuencia de las fuerzas gravitacionales que actúan sobre ellos. Los fluidos en los yacimientos de aceite, están sujetos a las fuerzas de la gravedad, evidencia de ello es la posición relativa de estos, es decir gas en la cima, aceite debajo y en la base agua, las posiciones relativas se muestran en la Figura (4.10). Debido a los largos periodos implicados en la acumulación de aceite y al proceso de migración, se supone que los fluidos estén en balance. Si los fluidos están en balance entonces el contacto gas-aceite y aceite-agua deberían ser esencialmente horizontales. Aunque sea difícil determinar exactamente los contactos de los fluidos del yacimiento, los mejores datos disponibles indican que, en la mayor parte de los yacimientos, los contactos de los fluidos son horizontales.

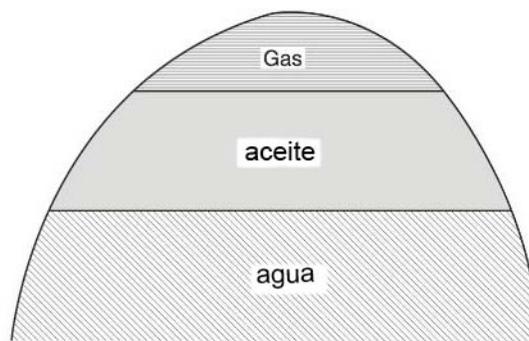


Figura 4.10 Muestra la distribución inicial de fluidos en el yacimiento.

La segregación gravitacional probablemente está presente hasta cierto punto en

todos los yacimientos de aceite, pero puede contribuir considerablemente a la producción de aceite en algunos yacimientos.

Cole (1969) Postuló que los yacimientos que operan preponderantemente bajo un mecanismo de empuje por segregación gravitacional, están caracterizados por:

Presión del yacimiento: El índice de la caída de presión depende principalmente de la cantidad de gas conservado. En sentido estricto, si el gas es conservado y la presión del yacimiento mantenida, el yacimiento funcionará con la combinación del empuje por el casquete de gas y el empuje por la segregación gravitacional, por lo que si el yacimiento solo produce con empuje por segregación gravitacional este tendría una rápida caída de presión. Para esto el gas migraría hacia la cima de la estructura, donde sería producido por los pozos que están ubicados en la parte alta de la estructura, causando una rápida pérdida de presión.

Relación gas-aceite: Estos tipos de yacimiento muestran una típica relación gas-aceite baja en los pozos ubicados en la parte baja de la estructura, esto es causado por la migración del gas que se expande hacia la parte alta de la estructura, por otra parte los pozos ubicados en la parte alta de la estructura experimentarían una creciente relación gas-aceite provocada por el gas liberado que migra hacia la parte alta de la estructura.

Casquete de gas secundario: Un casquete de gas secundario puede ser localizado en yacimientos que en un principio eran bajosaturados. Obviamente el mecanismo de empuje por segregación gravitacional no entra en funcionamiento hasta que la presión del yacimiento haya disminuido por debajo de la presión de saturación, ya que por arriba de la presión de saturación no abra ningún gas libre en el yacimiento.

Producción de agua: Los yacimientos con segregación gravitacional tienen poca o ninguna producción de agua. La producción de agua nos indica que el mecanismo de empuje es esencialmente empuje por agua.

Recuperación final de aceite: La recuperación final en yacimientos con segregación gravitacional de aceite varía extensamente, debido a que este empuje no actúa solo. En yacimientos donde se tiene una buena segregación gravitacional o donde los índices de producción se bajan para así tomar el máximo

aprovechamiento de las fuerzas gravitacionales, la recuperación será alta existen casos donde la recuperación ha excedido el 80% del aceite in situ. En otros yacimientos, donde el empuje por reducción también desempeña un papel importante en el proceso de recuperación de aceite, la recuperación final será menor.

En yacimientos con segregación gravitacional es esencial, que la saturación de aceite alrededor del pozo sea lo más alta posible, existen dos razones para esto:

1. Una saturación de aceite alta significa un rendimiento de aceite más alto.
2. La saturación de aceite alta significa una menor producción de gas.

Si al gas en solución liberado se le permite fluir hacia la cima de la estructura en vez que hacia el pozo, entonces una saturación de aceite alta puede ser mantenida.

A fin de maximizar el mecanismo de empuje por segregación gravitacional los pozos deberán estar localizados en la parte más baja posible de la estructura, y que esto causará la máxima conservación del gas en el yacimiento. Un yacimiento con segregación gravitacional típico es como el mostrado en la Figura (4.12)

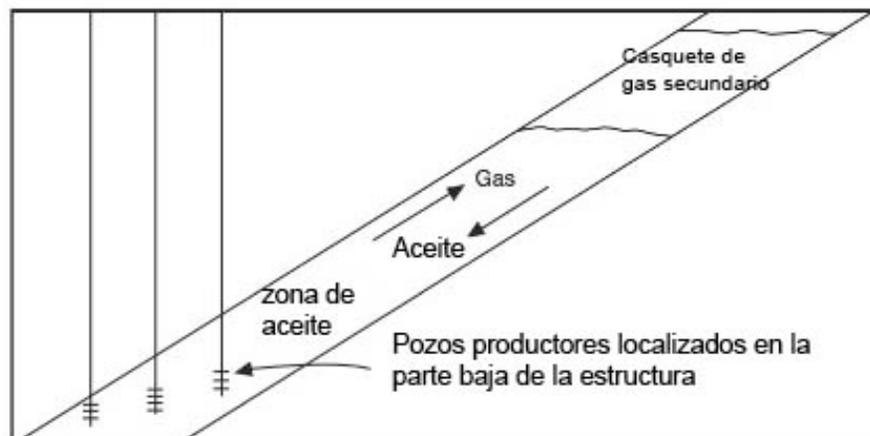


Figura 4.12 Yacimiento con segregación gravitacional

Cole (1969) menciona que existen cinco factores que afectan la recuperación final de aceite en los yacimientos con segregación gravitacional:

1. Permeabilidad en dirección de la pendiente: Una buena permeabilidad, en particular la vertical y en la dirección de la migración del aceite es una condición previa para que la segregación gravitacional sea eficiente. Por ejemplo un yacimiento con poco drene que contenga arcilla mas o menos continua o interdigitaciones no podría operar bajo el empuje por segregación gravitacional ya que el aceite no podría fluir de la base de la estructura.
2. Pendiente del yacimiento: En muchos yacimientos la permeabilidad en dirección de la pendiente es mucho más grande que la permeabilidad transversal en la dirección de la pendiente. De la misma manera si la pendiente en el yacimiento se incrementa, el aceite y el gas pueden fluir a lo largo de la dirección de la pendiente (Que es también la dirección de la mayor permeabilidad) y todavía conseguir la posición estructural deseada.
3. Índice de producción del yacimiento: Ya que el índice de producción por segregación gravitacional es limitado, los índices de producción deberían estar limitados por el índice de producción por segregación gravitacional y la recuperación máxima podría ser obtenida. Si el índice de producción del yacimiento excede al índice de producción por segregación gravitacional, el empuje por reducción se hará mas significativo con la consiguiente reducción de la recuperación final de aceite.
4. Viscosidad del aceite: La viscosidad del aceite es importante, por que el índice por segregación gravitacional es dependiente de la viscosidad del aceite. En las ecuaciones de flujo cuando la viscosidad disminuye, existe un incremento en el rendimiento. Por lo tanto el índice por segregación gravitacional aumentará con la disminución de la viscosidad del aceite.
5. Características de la permeabilidad relativa: Para que el mecanismo de empuje por segregación gravitacional sea eficiente, el gas debe fluir hacia la cima de la estructura, mientras que el aceite debe fluir hacia abajo aunque esta situación implique el flujo en sentido contrario del aceite y gas ambos fluidos se mueven y por lo tanto las permeabilidades relativas de la formación son muy importantes.

4.2.2.6 Combinación de Mecanismos de Empuje

Este mecanismo de empuje es el más comúnmente encontrado, es el que tanto el agua y el gas libre, están disponibles en algún grado para desplazar el aceite hacia los pozos, como se ilustra en la Figura (4.12)

Dos combinaciones de fuerzas de empuje están presentes en los yacimientos con empuje por combinación:

1. Empuje por reducción y un empuje por agua débil o
2. Empuje por reducción con un pequeño casquete de gas y un débil empuje de agua.

Además la segregación gravitacional puede desempeñar un papel importante en cualquiera de esos dos empujes. En general los yacimientos con empuje combinado pueden ser reconocidos por la ocurrencia de la combinación de algunos de los siguientes factores:

Presión del yacimiento: Estos tipos de yacimiento por lo general experimentan una caída de presión relativamente rápida. La invasión por agua y/o expansión del casquete de gas son insuficientes para mantener la presión del yacimiento.

Producción de agua: Los pozos que producen agua, están estructuralmente localizados cerca del contacto inicial agua-aceite y lentamente incrementan los índices de producción de agua debido a la invasión de agua del acuífero asociado.

Relación gas-aceite: Si un pequeño casquete de gas está presente, los pozos ubicados en la parte alta de la estructura pueden tener un continuo incremento en la relación gas-aceite, a condición de que el casquete de gas se expanda. Es posible que el casquete de gas se encoja debido a la producción del gas libre excedente, en cuyo caso los pozos ubicados en la parte alta de la estructura tendrán una reducción en la relación gas-aceite.

Recuperación final de Aceite: Si un porcentaje importante de la recuperación total de aceite puede ser debido al mecanismo de empuje por reducción, la relación gas aceite de los pozos ubicados en la parte baja de la estructura también seguirá aumentando, debido a la migración del gas disuelto en el aceite hacia otras partes del yacimiento cuando la presión decae. La recuperación final en yacimientos con empuje combinado es por lo general mayor que en yacimientos con empuje por reducción, pero menor que en yacimientos con empuje por agua o con empuje por casquete de gas. La recuperación final dependerá del grado al cual es posible reducir la magnitud de la recuperación de empuje por reducción. En la mayor parte de los yacimientos con empuje por combinación será económicamente factible introducir la operación de mantenimiento de presión, ya sea inyección de agua o gas o agua y gas, según la disponibilidad de los fluidos.

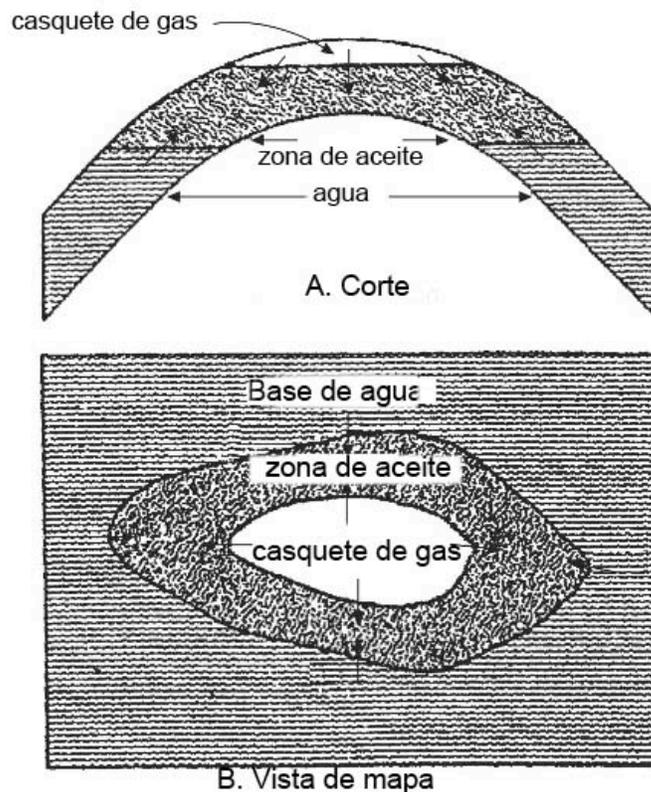


Figura 4.13 Muestra una combinación de mecanismos de empuje

4.3 Ecuación de Balance de Materia

La ecuación de balance de materia (EBM) ha sido reconocida desde hace mucho tiempo como una herramienta básica para el ingeniero de yacimientos. Cuando la ecuación de balance de materia es correctamente aplicada puede ser usada para:

- Estimar los volúmenes iniciales de hidrocarburos
- Predecir la presión del yacimiento
- Calcular la entrada de agua
- Predecir el comportamiento del yacimiento
- Predecir la recuperación final de hidrocarburos bajo varios mecanismos de empuje primario

Aunque en algunos casos sea posible solucionar la ecuación de balance de materia simultáneamente para los volúmenes iniciales de hidrocarburos, es decir aceite, gas y la entrada de agua, generalmente se deben conocer los datos de uno u otro por métodos que no dependen de la ecuación de balance de materia. La precisión de los valores depende de la confiabilidad de los datos disponibles y si

las características del yacimiento se acomodan a los requerimientos de la ecuación de balance de materia. La ecuación está estructurada para almacenar simplemente el inventario de la entrada de materia, la salida de esta y su acumulación en el yacimiento.

El concepto de ecuación de balance de materia fue presentado por Schilthuis en 1936 y está basado en el simple balance volumétrico. Este enuncia que la retirada acumulativa de los fluidos del yacimiento es igual a los efectos combinados de la expansión de fluidos, reducción del volumen de poros y entrada de agua. En su forma más simple la ecuación puede ser escrita en su base volumétrica como:

Volumen inicial = Volumen remanente + Volumen producido

Si el aceite, gas y agua están presentes en los yacimientos de aceite, la ecuación de balance de materia puede ser expresada para los fluidos totales o para cualquiera de los fluidos presentes. Las tres formas de la ecuación de balance de materia son:

1. Forma general de la ecuación de balance de materia.
2. Ecuación de balance de materia como una línea recta
3. Forma de Tracy de la ecuación de balance de materia

4.4 Forma General de la Ecuación de Balance de Materia

La ecuación de balance de materia está diseñada para tratar al yacimiento como un simple tanque o región que es caracterizada, por una región con roca homogénea y una presión media, es decir no existe ninguna variación de presión en todas las áreas del yacimiento, por encima de cualquier tiempo en particular o etapa de producción. Por lo tanto la ecuación de balance de materia es comúnmente referida como un modelo de tanque o cero dimensional (0-D). Estas suposiciones son poco realistas, ya que los yacimientos se consideran generalmente heterogéneos con una variación considerable de presiones por todo el yacimiento. Sin embargo se muestra que el modelo del tipo de tanque predice exactamente el comportamiento del yacimiento en la mayor parte de los casos, si las presiones medias son exactas y los datos de producción están disponibles.

4.4.1 Suposiciones Básicas en la Ecuación de Balance de Materia

La ecuación de balance de materia guarda un inventario de toda la entrada de material, de su salida y acumulación dentro de una región durante distintos periodos de tiempo a lo largo de su historia de producción. El cálculo es el más vulnerable a muchas de las suposiciones en etapas tempranas de la caída de presión, cuando los movimientos de los fluidos son limitados y los cambios de presión son pequeños. La reducción desigual y el desarrollo parcial del yacimiento componen el problema de exactitud.

Las suposiciones básicas de la ecuación de balance de materia son:

Temperatura constante: Se supone que los cambios en la presión- volumen del yacimiento ocurren sin cambios en la temperatura. Si ocurren cambios en la temperatura estos son usualmente lo suficientemente pequeños para ser ignorados sin un error significativo.

Características del yacimiento: El yacimiento se supone uniforme en su porosidad y características de espesor. Además de que el contacto gas-aceite o aceite-agua es uniforme en todo el yacimiento.

Recuperación de los fluidos: La recuperación de los fluidos se considera independiente del índice de producción, así como del número de pozos y de su posición. El elemento tiempo no es explícitamente expresado en el balance de materia cuando esta, es aplicada para predecir una futura interpretación del yacimiento.

Presión de equilibrio: Todas las partes del yacimiento tienen la misma presión y las mismas propiedades en sus fluidos. Las minúsculas variaciones en los alrededores de la boca del pozo, por lo general pueden ser ignoradas. La sustancial variación de la presión puede causar un error de calculo.

Se supone que las muestras de pVT (presión volumen y temperatura) o los conjuntos de datos representan las composiciones de los fluidos actuales y son confiables y que los procedimientos representativos de laboratorio han sido utilizados. Notablemente, la gran mayoría de los balances de materia suponen que

los datos de reducción diferenciales representan el flujo del yacimiento y que los datos de separación Flash pueden ser usados correctamente en la transición del pozo a las condiciones de superficie. Tales tratamientos pVT del “aceite negro” relacionan los cambios de volumen solo a temperatura y presión. Estos pierden validez en casos de aceite volátil o en yacimientos de gas y condensado donde las composiciones también son importantes. Los procedimientos especiales de laboratorio pueden usarse para mejorar los datos pVT para fluidos volátiles.

Volumen de yacimiento constante: Se supone que el volumen del yacimiento sea constante, excepto en aquellas condiciones de expansión de roca y agua o de entrada de agua, que se consideran expresamente en la ecuación. Se supone que la formación es lo suficientemente estable para que ningún cambio significativo ocurra por movimiento o reacomodo, debido a la sobrecarga de presión cuando la presión del yacimiento disminuye. Se asume que el volumen constante está relacionando con un área de interés donde la ecuación es aplicada.

Datos de producción confiables: Todos los datos de producción deberían estar registrados con respecto al mismo periodo de tiempo. De ser posible los datos del casquete de gas y el gas en solución deberán ser mantenidos por separado.

Las mediciones de densidad relativa del gas y aceite deberán ser registrados junto con los datos del volumen de los fluidos. Algunos yacimientos requieren un análisis más detallado y el balance de materia deberá ser solucionado para segmentos volumétricos. La densidad relativa de los fluidos producidos ayudará en la selección de segmentos volumétricos y también en hacer un promedio de las propiedades de los fluidos. Hay esencialmente tres tipos de datos de producción que deben ser registrados a fin de usar la ecuación de balance de materia, estos son:

1. Los datos de producción de aceite, incluso para propiedades que no son de interés, estas pueden ser por lo general obtenidos de varias fuentes y son por lo general bastante confiables.
2. Los datos de producción de gas, se hacen mas disponibles y confiables cuando el valor en el mercado se incrementa, desafortunadamente estos datos son cuestionables donde el gas es quemado.

3. El término de producción de agua tiene que representar la producción neta de agua; por lo tanto, donde la disposición subterránea de salmuera producida es de la misma fuente de formación, la mayor parte del error es debido a la falta de datos.

Desarrollo de la ecuación de balance de materia: Antes de deducir la ecuación de balance de materia, es conveniente usar ciertos términos y símbolos para abreviar. Los símbolos son usados conforme la nomenclatura estándar adoptada por la SPE (Society of Petroleum Engineers)

p_i Presión inicial en el yacimiento en $(\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2})$

p Presión promedio en un yacimiento volumétrico en $(\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2})$

Δp Cambio en la presión del yacimiento = $p_i - p$ en $(\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2})$

p_b Presión de burbujeó en $(\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2})$

N Aceite Inicial (Original) in situ en (Barriles @C.de S.)

N_p Aceite producido acumulado en (Barriles @C.de S.)

G_p Gas producido acumulado en (pies³)

W_p Agua producida acumulada en (Barriles @C.de S.)

R_p Relación gas-aceite acumulado en $(\frac{\text{pies}^3}{\text{Barriles @C.de S}})$

GOR Relación gas-aceite instantánea en $(\frac{\text{pies}^3}{\text{Barriles @C.de S}})$

R_{si} Solubilidad inicial del gas en $(\frac{\text{pies}^3}{\text{Barriles @C.de S}})$

R_s Solubilidad del gas en $(\frac{\text{pies}^3}{\text{Barriles}_{@C.de S}})$

B_{oi} Factor de volumen de aceite inicial en $(\frac{\text{Barriles}}{\text{Barriles}_{@C.de S}})$

B_o Factor de volumen de aceite en $(\frac{\text{Barriles}}{\text{Barriles}_{@C.de S}})$

B_{gi} Factor de volumen de gas inicial en $(\frac{\text{Barriles}}{\text{pies}^3})$

B_g Factor de volumen de gas en $(\frac{\text{Barriles}}{\text{pies}^3})$

W_{ing} Agua inyectada acumulada en (Barriles @C.de S.)

G_{ing} Gas inyectado acumulado en (pies³)

W_e Agua invasora acumulada en (Barriles)

m Relación del volumen del casquete de gas inicial contra el volumen de aceite inicial del yacimiento en $(\frac{\text{Barriles}}{\text{Barriles}})$

G Gas de casquete inicial en (pies³)

PV Volumen de poros en (Barriles)

c_w Compresibilidad del agua en $(\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2})^{-1}$

c_f Compresibilidad de la roca (formación) en $(\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2})^{-1}$

Algunos cálculos en la ecuación de balance de materia necesitan que el volumen total de poros (PV) sea expresado en términos del volumen de aceite inicial (N) y del volumen del casquete de gas. La expresión para que el volumen total de poros (PV) pueda ser derivado e introducido convenientemente en el parámetro (m) es el siguiente:

$$m = \frac{\text{volumen del casquete de gas inicial en (barriles)}}{\text{volumen de aceite inicial en el lugar en (barriles)}} = \frac{GB_{gi}}{NB_{oi}}$$

Resolviendo para el volumen del casquete de gas tenemos:

Volumen del casquete de gas inicial, $GB_{gi} = mNB_{oi}$ (en barriles)

El volumen total inicial de hidrocarburos en el sistema es:

$$\text{volumen de aceite inicial} + \text{volumen del casquete de gas inicial} = (pV)(1 - S_{wi})$$

$$NB_{oi} + mNB_{oi} = (pV)(1 - S_{wi})$$

Resolviendo para (pV) tenemos:

$$pV = \frac{NB_{oi}(1 + m)}{1 - S_{wi}} \quad (4-1)$$

Donde.

S_{wi} = Saturación de agua inicial

N= Volumen de aceite inicial en (Barriles @C.de S.)

PV= Volumen total de poros en (Barriles)

m= Relación del volumen del casquete de gas inicial contra el volumen de aceite inicial del yacimiento en $\left(\frac{\text{Barriles}}{\text{Barriles}}\right)$

Tratando en cuenta que la PV del yacimiento es un contenedor idealizado como se muestra en la Figura (4.13), las expresiones para el balance volumétrico pueden ser derivadas de la suma de todos los cambios volumétricos ocurridos durante la vida natural productiva del yacimiento. La ecuación de balance de materia puede ser escrita en una forma generalizada como sigue:

$$\begin{aligned} & (PV) \text{ ocupada por el aceite original en el lugar a una } p_i \\ & + (PV) \text{ ocupada por el gas del casquete a una } p_i \\ & = PV \text{ ocupada por el aceite remanente a una } p \\ & + (PV) \text{ ocupada por el gas del casquete a una } p \\ & + (PV) \text{ ocupada por el gas en solución a una } p \\ & + (PV) \text{ ocupada por la entrada neta de agua a una } p \\ & + \text{Cambio en la (PV) por la expansión del agua y} \\ & + \text{Reducción en el volumen de poros por la expansión de la roca} \\ & + (PV) \text{ ocupada por el gas inyectado a una } p \\ & + (PV) \text{ ocupada por el agua inyectada a una } p \end{aligned} \quad (4-2)$$

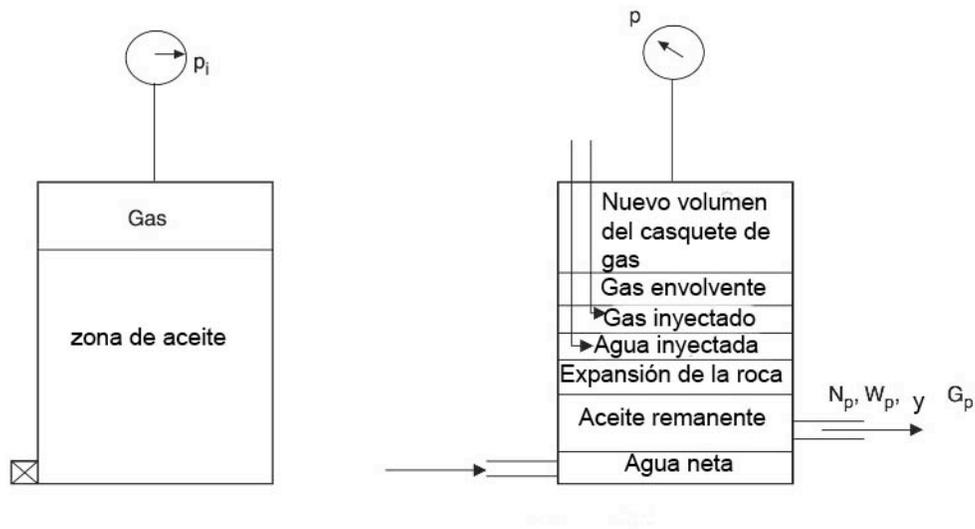


Figura 4.14 Concepto del modelo de tanque

Los nueve términos que componen a la ecuación de balance de materia, pueden ser determinados por separado de los datos (pVT) y de las propiedades de la roca como sigue:

PV de hidrocarburos ocupados por el aceite original en el lugar:

$$\text{Volumen ocupado por el aceite original en el lugar} = NB_{oi} \text{ (en barriles)} \quad (4-3)$$

Donde:

N = Aceite Inicial (Original) in situ en (Barriles @C.de S.)

B_{oi} Factor de volumen de aceite inicial en $\left(\frac{\text{Barriles}}{\text{Barriles}_{@C.de S}} \right)$

PV de hidrocarburos ocupados por el casquete de gas:

$$\text{Volumen del casquete de gas} = mNB_{oi} \text{ (en barriles)} \quad (4-4)$$

Donde:

m= Parámetro adimensional que define la relación del volumen del casquete de gas contra el volumen de la zona de aceite

PV de hidrocarburos ocupados por el aceite remanente:

$$\text{Volumen de aceite remanente} = (N - N_p)B_o \text{ (en barriles)} \quad (4-5)$$

Donde:

N_p = Producción de aceite acumulado en (Barriles @C.de S.)

B_o = Factor de volumen de aceite a una presión del yacimiento p en
 $\left(\frac{\text{Barriles}}{\text{Barriles @C.de S}} \right)$

PV de hidrocarburos ocupados por el casquete de gas en el yacimiento a una presión p :

Si la presión en el yacimiento decae a un nuevo nivel p , el gas del casquete, se expande hasta ocupar un gran volumen. Asumiendo que ese gas no es producido del casquete de gas durante la declinación de la presión, el nuevo volumen del casquete de gas puede ser determinado como:

$$\text{Volumen del casquete de gas a una presión } p = \left(\frac{mNB_{oi}}{B_{gi}} \right) B_g \quad (\text{en barriles}) \quad (4-6)$$

Donde:

B_{gi} = Factor de volumen de gas a la presión inicial en $\left(\frac{\text{Barriles}}{\text{pies}^3} \right)$

B_g = Factor de volumen de gas en $\left(\frac{\text{Barriles}}{\text{pies}^3} \right)$

PV de hidrocarburos ocupados por el gas en solución:

Algo del gas que estaba disuelto en el aceite puede permanecer en el espacio poroso y ocupar un volumen, que puede ser determinado aplicando el siguiente balance de materia en el gas en solución:

[Volumen de gas desprendido del aceite remanente en el (PV)] = [Volumen de gas en solución] - [Volumen de gas producido] - [Volumen de gas remanente en solución] o:

[Volumen de gas desprendido del aceite remanente en el (PV)] =

$$\left[NR_{si} - N_p R_p - (N - N_p) R_s \right] B_g \quad (4-7)$$

Donde:

N_p = Producción de aceite acumulado en (Barriles @C.de S.)

$R_p =$ Relación gas-aceite acumulado neto en $\left(\frac{\text{pies}^3}{\text{Barriles}_{@C.de S}} \right)$

$R_s =$ Factor de Solubilidad del gas en $\left(\frac{\text{pies}^3}{\text{Barriles}_{@C.de S}} \right)$

$B_g =$ Factor de volumen de gas en $\left(\frac{\text{Barriles}}{\text{pies}^3} \right)$

$R_{si} =$ Solubilidad del gas a la presión inicial de yacimiento en $\left(\frac{\text{pies}^3}{\text{Barriles}_{@C.de S}} \right)$

PV ocupado por la entrada neta de agua:

$$\text{Entrada neta de agua} = W_e - W_p B_w \quad (4-8)$$

Donde:

$W_e =$ Entrada de agua en (Barriles)

$W_p =$ Agua producida acumulada en (Barriles @C.de S.)

$B_w =$ Factor de volumen de agua de formación en $\left(\frac{\text{Barriles}}{\text{Barriles}_{@C.de S}} \right)$

Cambio en PV debido a la expansión del agua y de la roca:

El componente que describe la reducción del PV de los hidrocarburos debido a la expansión del agua innata y de la roca del yacimiento, no puede ser descrita para un yacimiento de aceite bajosaturado. La compresibilidad del agua (c_w) y la compresibilidad de la roca (c_f) es generalmente del mismo orden de magnitud que la compresibilidad del aceite. Sin embargo, el efecto de estos dos componentes puede generalmente ser despreciable para yacimientos con casquete de gas o cuando la presión del yacimiento decae por debajo de la presión de burbujeo. El coeficiente de compresibilidad “c” puede describir los cambios de volumen (expansión) del fluido o del material como consecuencia del cambio de presión:

$$c = \frac{-1}{V} \frac{\partial V}{\partial p}$$

o:

$$\Delta V = Vc\Delta p$$

Donde ΔV representa los cambios netos o la expansión del material que resulta del cambio de presión. Por lo tanto la reducción en el PV así como la expansión del agua innata en la zona de aceite y el casquete de gas, es:

$$\text{Expansión del agua innata} = [(pV)S_{wi}]c_w \Delta p$$

Sustituyendo a PV de la ecuación (4.1) Tenemos:

$$\left[\left(\frac{NB_{oi}(1+m)}{1-S_{wi}} \right) S_{wi} \right] c_w \Delta p \quad (4-9)$$

Donde:

Δp = Cambio en la presión del yacimiento $p_i - p$

c_w = Compresibilidad del agua en $\left(\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}\right)^{-1}$

m = Relación del volumen del casquete de gas inicial contra el volumen de aceite inicial del yacimiento en $\left(\frac{\text{Barriles}}{\text{Barriles}}\right)$

Similarmente los fluidos son producidos y la presión declina en todo el yacimiento, PV se reduce (compacta) y este cambio negativo en PV expulsa un volumen igual de fluido a la producción. La reducción en PV así como la expansión de la roca del yacimiento se expresa como:

$$\text{Cambio en PV} = \frac{NB_{oi}(1+m)}{1-S_{wi}} c_f \Delta p \quad (4-10)$$

Combinando la expansión del agua innata y la formación representada por la ecuación (4-9) y (4-10) tenemos:

$$\text{Cambio total de PV} = NB_{oi}(1+m) \left(\frac{S_{wi}c_w + c_f}{1-S_{wi}} \right) \Delta p \quad (4-11)$$

El agua innata y la compresibilidad de la formación son generalmente pequeñas en comparación con la compresibilidad del aceite y del gas. Sin embargo los valores de (c_w) y (c_f) son significativos para yacimientos de aceite bajosaturados y su suma es una fracción considerable en la producción hasta el punto de burbujeo. Los rangos de la compresibilidad se muestran a continuación:

Aceite bajosaturado	$5-50 \times 10^{-6} \left(\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}\right)^{-1}$
Agua	$2-4 \times 10^{-6} \left(\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}\right)^{-1}$
Formación	$3-10 \times 10^{-6} \left(\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}\right)^{-1}$
Gas a 1,000 $\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$	$500-1,000 \times 10^{-6} \left(\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}\right)^{-1}$
Gas a 5,000 $\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$	$50-200 \times 10^{-6} \left(\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}\right)^{-1}$

PV ocupada por la inyección de gas y agua:

Asumiendo que el volumen de gas (G_{inj}) y que el volumen de agua (W_{inj}) son inyectados para mantener la presión, el total de PV ocupada por los dos fluidos inyectados se describe como:

$$\text{Volumen total} = G_{inj}B_{ginj} + W_{inj}B_w \quad (4-12)$$

Donde:

G_{inj} = Gas acumulado inyectado en (pies³)

B_{ginj} = Factor de volumen para el gas inyectado en $\left(\frac{\text{Barriles}}{\text{pie}^3}\right)$

W_{inj} = Agua inyectada acumulada en (Barriles @C. de S.)

B_w = Factor de volumen de agua de formación en $\left(\frac{\text{Barriles}}{\text{Barriles @C. de S}}\right)$

Combinando las ecuaciones: (4-3) y (4-12) con la ecuación (4-2) y re-arreglando tenemos:

$$N = \frac{(N_p B_o + (G_p - N_p R_s) B_g - (W_e - W_p B_w) - G_{inj} B_{ginj} - W_{inj} B_w)}{(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) B_g + m B_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} \right) - 1 + B_{oi} (1 + m) \left[\frac{(S_{wi} c_w) + c_f}{(1 - S_{wi})} \right] \Delta p} \quad (4-13)$$

Donde:

N = Aceite Inicial (Original) in situ en (Barriles @C.de S.)

G_p = Gas producido acumulado en (pies³)

N_p = Aceite producido acumulado en (Barriles @C.de S.)

R_{si} = Solubilidad del gas a la presión inicial en $\left(\frac{\text{pies}^3}{\text{Barriles @C.de S}} \right)$

m = Relación del volumen del casquete de gas contra el volumen de aceite en $\left(\frac{\text{Barriles}}{\text{Barriles}} \right)$

B_{gi} = Factor de volumen de gas de formación a la p_i $\left(\frac{\text{Barriles}}{\text{pies}^3} \right)$

B_{ginj} = Factor de volumen para el gas inyectado en $\left(\frac{\text{Barriles}}{\text{pie}^3} \right)$

Reorganizando al gas acumulado producido (G_p) puede ser expresado en términos de la relación de gas- aceite acumulado (R_p) y el aceite producido acumulado, tenemos:

$$G_p = R_p N_p \quad (4-14)$$

Combinando la ecuación (4.14) con la (4.13) tenemos:

$$N = \frac{(N_p [B_o + (R_p - R_s) B_g] - (W_e - W_p B_w) - G_{inj} B_{ginj} - W_{inj} B_w)}{(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) B_g + m B_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} \right) - 1 + B_{oi} (1 + m) \left[\frac{(S_{wi} c_w) + c_f}{(1 - S_{wi})} \right] \Delta p} \quad (4-15)$$

Esta relación se refiere a la ecuación de balance de materia en forma general. Una forma más conveniente de la ecuación de balance de materia puede ser introduciendo el concepto de factor de volumen total (dos fases) (B_t) en la ecuación. Esta propiedad pVT del aceite se define como:

$$B_t = B_o + (R_{si} - R_s) B_g \quad (4-16)$$

Introduciendo (B_t) en la ecuación (4-15) y asumiendo que no existe inyección de gas o de agua, tenemos:

$$N = \frac{[N_p [B_t + (R_p - R_{si}) B_g] - (W_e - W_p B_w)]}{(B_t - B_{ti}) + m B_{ti} \left[\frac{B_g}{B_{gi}} \right] + B_{ti} (1 + m) \left[\frac{(S_{wi} c_w) + c_f}{(1 - S_{wi})} \right] \Delta p} \quad (4-17)$$

Nótese que: ($B_{ti}=B_{oi}$) Donde:

S_{wi} = Saturación inicial de agua

R_p = Relación gas-aceite acumulado en $\left(\frac{\text{pies}^3}{\text{Barriles}} \right)$
@C.deS

Δp = Cambio promedio en el yacimiento volumétrico en $\left(\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right)$

B_g = Factor de volumen de gas en $\left(\frac{\text{Barriles}}{\text{pies}^3} \right)$

4.4.2 Incremento de la Recuperación Primaria:

Debería ser obvio que se pueden tomar muchas medidas para aumentar la recuperación primaria final en el yacimiento. A este punto tenemos un problema de semántica, cuando intentamos definir la recuperación primaria. En sentido estricto, podemos definir como recuperación secundaria a cualquier producción obtenida usando energía artificial ajena al yacimiento. Esto coloca automáticamente a la inyección de gas o agua usados como mantenimiento de presión en la categoría de recuperación secundaria. Tradicionalmente la mayoría de los ingenieros petroleros recomiendan pensar en el mantenimiento de presión como una ayuda a la recuperación primaria. Podemos clasificar lógicamente las mediciones disponibles para mejorar la recuperación primaria, estas son:

- Procedimientos de control de pozos
- Procedimientos de control de yacimientos por ejemplo mantenimiento de presión.

Control de pozos:

Se debe comenzar cualquier medida que aumente el índice de recuperación de aceite o gas, incrementando la recuperación final hasta alcanzar el límite económico a lo largo de la producción acumulativa. Es conocido que existe un precio en particular de la producción en la cual la producción cuesta igual a los gastos de operación. La producción de gas o aceite causa una pérdida neta. Si la capacidad productiva bien puede ser aumentada, está claro que el aceite adicional será producido antes de que el límite económico sea alcanzado. Por lo tanto la acidificación, el control de parafinas, el control de arenas, operaciones de limpieza y otros, realmente aumentan la producción final. Esta claro que la producción de gas y agua disminuye la energía natural del yacimiento, si esta producción puede ser minimizada la recuperación final puede ser incrementada. El mismo concepto puede ser puede ser similarmente aplicado para minimizar la producción de agua de un yacimiento de gas.

El control apropiado en un pozo de un índice individual, es un factor importante en el control de la conificación o interdigitación de agua y gas. Este problema no es restrictivo a yacimientos con empuje de agua o empuje por casquete de gas. En un yacimiento con empuje de gas en solución puede ser posible que un pozo produzca con un alto índice, hasta un punto de la recuperación final, debido al arrastre excesivo de la presión del pozo productor resulta en una relación gas-aceite excesiva y corresponde a un desperdicio del gas en solución. El ingeniero debe ser conciente de esa posibilidad y hacer pruebas en los pozos con empuje por gas disuelto para ver la si la relación gas-aceite es sensible.

Se debe observar que un arrastre excesivo en un yacimiento con empuje de gas en solución, con índices de producción excesivos a menudo causan la depositación de parafina en la tubería y de vez en cuando en el yacimiento. Conservando el gas en solución en el aceite y conservando la presión tan alta como sea posible, se minimiza la depositación de parafina. Por supuesto que la depositación de parafina en la tubería no es seria comparada con la depositación de parafina en el yacimiento. Con el tiempo y con costo, la parafina puede ser limpiada de las líneas de flujo y tubería. Sin embargo es complicado si la parafina

se deposita en los poros de la formación, ya que es difícil limpiar los poros alrededor de la boca del pozo. Por consiguiente la operación debe ser cuidadosa para evitar dicha depositación en la formación.

Otro efecto adverso puede ser el causado por un índice de producción excesivo de arena. Muchas formaciones no consolidadas tienden a desgajarse y hacer fluir arena a través de las perforaciones y del sistema de producción, cuando los índices son excesivos. Es posible mejorar esta situación, colocando cedazos, empaques de grava o materiales de consolidación.

La colocación apropiada de pozos en un yacimiento también juega un papel importante en el control de la producción de gas y agua. Es obvio que los pozos deberían ser colocados lo más lejos posible del contacto gas-aceite, agua-aceite y gas-agua a fin de minimizar la producción no querida de gas y agua. El posicionamiento de los pozos productores debe por supuesto ser consistente de las necesidades de drenaje del yacimiento, de la capacidad de producción total y del costo del desarrollo.

En la determinación del mejor arreglo para un yacimiento en particular, el ingeniero petrolero debería de tener una certeza de la distribución de la presión que prevalece en el área de drenaje hasta que el límite económico sea alcanzado. En un yacimiento continuo no hay ningún límite en la cantidad del yacimiento que puede ser afectado por un pozo. Sin embargo el ingeniero debería estar preocupado por el aceite adicional que puede ser recuperado antes de que se alcance el límite económico, aumentando el volumen de drenaje o el radio del pozo. En yacimientos muy comprimidos podemos ser capaces de acompañar solo una pequeña reducción de la presión del yacimiento en el volumen adicional de este. Este efecto puede estar cerca del desplazamiento por la reducción del índice de pozo, causado por el incremento en el radio de drenaje. Así mismo se debe tener cuidado para asegurar que el mayor espaciamiento posible entre pozos es también el más económico.

Control total del yacimiento:

El efecto de la producción de agua y gas en la recuperación en un yacimiento de aceite puede ser mostrada resolviendo la ecuación (4.15) para el aceite producido:

$$N_p = \frac{N \left[B_o - B_{oi} + (R_{si} - R_s) B_g + \frac{(c_f + c_w S_{wc}) \Delta p B_{oi}}{(1 - S_{wc})} \right] - \left[B_g G_p - m N B_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) - W_e + W_p B_w \right]}{B_o - R_s B_g}$$

Puede ser notado que la producción petrolera obtenida para este yacimiento en particular es casi directamente reducida por el volumen del gas del yacimiento ($G_p B_g$) y el agua producida ($W_p B_w$). Además la derivación de la ecuación de balance de materia muestra que la producción de gas acumulada G_p es el gas neto producido que se define como el gas producido menos el gas inyectado. De manera similar el agua invasora W_e se define como el agua natural invasora, el agua producida W_p puede ser representada como el agua neta producida que se define como el agua producida menos el agua inyectada. Por lo tanto si se produce agua o gas estos pueden ser inyectados sin afectar negativamente la cantidad de agua o gas producido, la cantidad de aceite producido a una presión de yacimiento en particular puede aumentar.

Es bien conocido que el empuje natural más eficiente es el empuje por agua. El siguiente en eficiencia es la expansión por el casquete de gas y el menos eficiente es el empuje por gas en solución. Por consiguiente es importante para el ingeniero de yacimientos controlar la producción de un yacimiento, de modo muy poco aceite sea producido por el empuje de gas en solución y producir tanto como sea posible con el empuje por agua. Sin embargo cuando dos o mas empujes funcionan en un yacimiento, no siempre está claro cuanta producción resulta de cada empuje. Un método conveniente de estimar la cantidad de producción que resulta de cada empuje es usar índices de empuje en la ecuación de balance de materia.

4.4.3 Índices de Empuje en el Yacimiento

En una combinación de empujes donde todos los mecanismos de empuje están presentes simultáneamente, es de interés práctico el determinar la magnitud relativa de cada uno de los mecanismos de conducción y su contribución a la

producción. Este objetivo puede ser conseguido reajustando la ecuación (4-15) en la forma generalizada siguiente:

$$\frac{N(B_t - B_{ti})}{A} + \frac{NmB_{ti} \frac{(B_g - B_{gi})}{B_{gi}}}{A} + \frac{W_e - W_p B_w}{A} + \frac{NB_{oi}(1+m) \left[\frac{c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}} \right] (p_i - p)}{A} + \frac{W_{inj} B_{winj}}{A} + \frac{G_{inj} B_{ginj}}{A} = 1 \quad (4-18)$$

Donde el parámetro A está definido como:

$$A = N_p [B_t + (R_p - R_{si}) B_g] \quad (4-19)$$

La ecuación (4-18) puede ser abreviada y expresada como:

$$DDI + SDI + WDI + EDI + WII + GII = 1 \quad (4-20)$$

Donde:

DDI= Índice de empuje por reducción

SDI= Índice de empuje por segregación (capa de gas)

WDI= Índice de empuje por agua

EDI= Índice de empuje por expansión (de la roca y fluidos)

WII= Índice por agua inyectada

GI= Índice por gas inyectado

Los numeradores de los seis términos de la ecuación (4-18) representan el cambio total neto de volumen, debido a el casquete de gas y a la expansión de los fluidos a la invasión neta de agua y a la inyección de fluidos, mientras que el denominador representa la acumulación del gas y aceite reemplazados en el yacimiento. Ya que el aumento de volumen total debe ser igual al total reemplazado, la suma de los cuatro índices debe ser igual a uno. Además el valor de cada índice debe ser menor o igual a la unidad pero nunca negativo. Los cuatro términos a la izquierda de la ecuación (4-20) representan los cuatro mecanismos de empuje primarios principales, por los cuales el aceite puede ser recuperado del yacimiento. Como ya se menciono antes estas fuerzas son como sigue:

Empuje por reducción:

El empuje por reducción es el mecanismo de recuperación de aceite en donde la producción de aceite del yacimiento de roca es conseguido por la expansión del volumen del aceite original con todo su gas disuelto original. Este mecanismo de empuje es representado matemáticamente por el primer término de la ecuación (4-18) o:

$$DDI = \frac{N(B_t - B_{ti})}{A} \quad (4-21)$$

Donde: DDI es el término para el índice de empuje por reducción.

Empuje por segregación gravitacional:

El empuje por segregación gravitacional (Empuje por casquete de gas) es el mecanismo en donde el desplazamiento de aceite de la formación es llevado a cabo por la expansión del casquete de gas de gas libre inicial. Esta fuerza impulsora es descrita por el segundo término de la ecuación (4-18) o:

$$SDI = \frac{\left[NmB_{ti} \frac{B_g - B_{gi}}{B_{gi}} \right]}{A} \quad (4-22)$$

Donde: SDI es llamado índice de empuje por segregación. Hay que indicar que es por lo general imposible de eliminar la producción de gas del casquete y con ello no se puede evitar que el casquete se encoja. Esta otra posibilidad del encogimiento del casquete de gas y por lo tanto, de la reducción del SDI, puede ser un resultado de la posición arbitraria de los pozos productores. Es necesario eliminar el encogimiento del casquete de gas, cerrando pozos que producen gas del casquete o re-inyectando el gas para sustituir el gas que se ha producido. Es práctica común el devolver un poco de gas producido al yacimiento a fin de mantener el tamaño del casquete de gas. En algunos casos ha sido más económico inyectar agua en vez del gas del casquete. Esto puede ser factible cuando no haya instalaciones disponibles en el sitio, para comprimir el gas.

Cole (1969) indicó que esta técnica en particular ha sido aplicada con éxito en varios casos, aunque la posibilidad de la segregación gravitacional tenga que ser considerada.

Empuje por agua:

El empuje por agua es el mecanismo mediante el cual el desplazamiento de aceite es llevado a cabo por el agua que invade la zona de aceite. Este mecanismo es representado por el tercer término de la ecuación (4-18)

$$WDI = \frac{(W_e - W_p B_w)}{A} \quad (4-23)$$

Donde WDI es el empuje por agua.

Índice de empuje por expansión:

En yacimientos de aceite bajosaturado, sin entrada de agua, la principal fuente de energía es la expansión de la roca y los fluidos, estos están representados por el cuarto término de la ecuación (4-18)

$$EDI = \frac{NB_{oi}(1+m) \left[\frac{c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}} \right] (p_i - p)}{A}$$

En yacimientos donde los otros tres mecanismos de empuje contribuyen con la producción de aceite y gas, la contribución por la expansión de la roca y los fluidos es muy pequeña, esencialmente insignificante y tiende a ser ignorada.

Índice de empuje por agua inyectada:

La eficiencia relativa de la inyección de agua para operaciones de mantenimiento de presión es expresada como:

$$WII = \frac{W_{inj} B_{winj}}{A}$$

La magnitud de WII indica la importancia del agua inyectada como un agente de recuperación mejorada.

Índice de empuje por gas inyectado:

De manera similar al índice de empuje por agua inyectada, la magnitud de su valor indica la relativa importancia de este mecanismo de empuje comparado contra los

otros índices, este está dado por el término:

$$GII = \frac{G_{inj} B_{ginj}}{A}$$

Nota: Para un yacimiento con empuje por reducción que tiene operaciones de mantenimiento de presión por inyección de gas, la ecuación (4-20) se reduce a:

$$DDI + EDI + GII = 1$$

Ya que la recuperación por el empuje por reducción y la expansión de la roca y fluidos son por lo general pobres, es esencial mantener un índice de empuje por gas de inyección alto. Si la presión del yacimiento puede ser mantenida constante o disminuir a un índice lento, los valores de DDI y de EDI serán minimizados por que los cambios de los numeradores de ambos términos se acercaran esencialmente a cero. Teóricamente la recuperación mas alta ocurriría a una presión de yacimiento constante; sin embargo, los factores económicos y la viabilidad de la operación pueden influir un poco en la reducción de la presión,.

En ausencia de inyección de gas o agua, Cole (1969) indica que la suma de permanecer los cuatro índices de empuje es igual a 1, lo que resulta que si la magnitud de uno de los términos del índice es reducida, entonces uno o ambos de los términos restantes debe ser proporcionalmente aumentado. Un empuje por agua eficaz causará por lo general la recuperación máxima del yacimiento. Por lo tanto, es posible que el yacimiento pueda ser operado para producir con un máximo empuje por agua y valores mínimos para el índice de empuje por reducción e índice de empuje por casquete de gas. La máxima ventaja debería ser tomada de la parte mas eficiente del empuje disponible y donde el empuje por agua es demasiado débil para proporcionar una fuerza de desplazamiento eficaz, puede ser posible el utilizar la energía de desplazamiento del casquete de gas. Pase lo que pase, el índice de empuje por reducción debería ser mantenido tan bajo como sea posible siempre, ya que esta es normalmente la fuerza impulsora más ineficaz disponible.

La ecuación (4-20) puede ser resuelta para cualquier tiempo para determinar la magnitud de varios índices de empuje. Las fuerzas de desplazamiento del aceite y gas del yacimiento están sujetas a cambiar de vez en cuando y por esta razón la

ecuación (4-20) debería ser resuelta periódicamente para determinar si hubo algún cambio en los índices de empuje. Los cambios en la tasa de producción son responsables principalmente de los cambios en los índices de empuje. Por ejemplo reduciendo la producción de aceite esta reducción en la tasa podría causar que el índice por empuje de agua aumente y que el índice por reducción sea proporcionalmente reducido, en un yacimiento que contiene un empuje por agua débil. También cerrando los pozos que producen grandes cantidades de agua, el índice por empuje de agua se incrementaría, como la entrada neta de agua (entrada neta de agua menos el agua producida) es el factor importante.

Cuando un yacimiento tiene un empuje por agua muy débil, pero tiene un casquete de gas bastante grande, el mecanismo de producción del yacimiento más eficiente puede ser la del casquete de gas, en cuyo caso un índice de empuje de casquete de gas grande es deseable. Teóricamente, la recuperación por el empuje del casquete de gas es independiente de la baja en la tasa de producción, cuando el gas es fácilmente extensible. Una permeabilidad baja podría limitar la extensión del casquete de gas, en cuyo caso el índice de empuje por casquete de gas si sería sensible a la tasa de producción. También el gas conificado en la producción de pozos reduciría la eficacia de la extensión del casquete de gas, debido a la producción de gas libre. El gas conificado es por lo general un fenómeno sensible a tasa de producción, tanto mas alta sea la tasa mayor será la conificación.

Un factor importante en la determinación de la eficacia de un empuje por casquete de gas, es el grado de conservación del gas del casquete. Como un acompañamiento práctico, aunque a veces imposible, debido a los propietarios y a los acuerdos de arrendamiento, para eliminar por completo la producción de gas del casquete. Cuando el gas libre está siendo producido, el índice de empuje por el casquete de gas a menudo puede ser marcadamente aumentado por cerrar los pozos con una relación gas-aceite alta y es posible transferir la producción a otros pozos con una baja relación gas-aceite.

Un motivo de error a menudo introducido en los cálculos de la ecuación de balance de materia es el manejo de la presión media y el problema asociado a

calcular este dato o hacer un promedio de presión por pozo. Un ejemplo de este problema es cuando las formaciones productoras consisten en dos o más zonas con permeabilidades diferentes. En este caso, las presiones son generalmente más altas en las zonas de baja permeabilidad debido a que la medición de la presión esta cerca de la zona de alta permeabilidad, la medición de la presión estática tiende a ser menor y el yacimiento se comporta como si contuviera menos aceite. Schilthuis explico este fenómeno, refiriéndose a el aceite en las zonas mas permeables como el aceite activo y observando que el calculo de aceite activo usualmente se incrementa con el tiempo, debido a que a que el aceite y el gas en zonas de permeabilidad baja, se expande lentamente para compensar la perdida de presión. Esto es también cierto para campos que no están totalmente desarrollados por que el promedio de presión puede ser sólo el de la parte desarrollada, ya que la presión es más alta en zonas que no han sido desarrolladas. Craft et al. (1991) indicó que el efecto de los errores de presión en los valores de entrada de agua y del aceite original dependen del tamaño de los errores con relación a la caída de presión del yacimiento. Nótese que la presión que entra a la ecuación de balance de materia puede determinarse de los datos pVT en términos de:

$$(B_o - B_{oi})$$

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

$$(R_{si} - R_s)$$

Debido a la invasión de agua y a que la extensión del casquete de gas tienden a compensar la caída de presión, los errores de presión son mas serios que para los yacimientos bajosaturados. En caso de empujes de agua muy activos o casquetes de gas que son más grandes en comparación con la zona de aceite, la ecuación de balance de materia por lo general produce errores considerables en la determinación del aceite in situ debido a la pequeña caída de presión.

Dake (1994) indicó que hay dos condiciones “necesarias” que deben estar satisfechas para una aplicación adecuada de la ecuación de balance de materia en el yacimiento:

1. Debe haber una adecuada colección de datos en términos de la presión de producción y pVT, tanto en frecuencia como en calidad para el adecuado uso de la ecuación de balance de materia.
2. Debe ser posible definir un promedio en la presión del yacimiento con una tendencia segura en función del tiempo o de la producción para el campo.

El establecimiento de una tendencia en la caída de presión media, puede ser posible aun si existen diferencias de presión grandes a través del campo en condiciones normales. Haciendo un promedio por pozo de la caída de presión puede ser posiblemente usada para determinar una tendencia uniforme en todo el yacimiento. El concepto de presión promedio de un yacimiento y su uso en la determinación del promedio de presión de un yacimiento volumétrico $(\bar{p})_j$ y (V_j) representa la presión y volumen drenado del j-esimo pozo, el promedio de la

presión volumétrica en todo el yacimiento puede ser estimada por:

$$\bar{p}_r = \frac{\sum_j (\bar{p}V)_j}{\sum_j V_j}$$

En donde:

V_j = El pV del j-esimo volumen de pozo drenado

$(\bar{p})_j$ = Promedio de la presión volumétrica con el j-esimo volumen drenado.

En la practica (V_j) es difícil de determinar y por lo tanto es común utilizar el gasto de pozos individuales (q_i) en la determinación de la presión promedio del yacimiento a partir de una promedio de la presión de drene del pozo. De la definición de coeficiente de compresibilidad isotérmica:

$$c = \frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial p}$$

Diferenciando respecto al tiempo, tenemos:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{1}{cV} \frac{\partial V}{\partial t}$$

o:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{1}{cV} (q)$$

Esta expresión sugiere eso para una constante c razonable al tiempo de la medición:

$$V \propto \frac{q}{\frac{\partial p}{\partial t}}$$

Donde los índices de flujo son medidos en forma rutinaria básica a través de la vida del campo, la presión promedio del yacimiento puede ser expresada de forma alternativa en términos del índice de la caída de presión promedio de drenaje de pozos individuales y del índice del gasto de fluido.

$$\bar{p}_r = \frac{\sum_j \left[\frac{(\bar{p}q)_j}{\left(\frac{\partial \bar{p}}{\partial t}\right)_j} \right]}{\sum_j \frac{(q)_j}{\left(\frac{\partial \bar{p}}{\partial t}\right)_j}}$$

Si embargo, la ecuación de balance de materia es usualmente aplicada para intervalos regulares de 3 a 6 meses, por ejemplo $\Delta t = 3-6$ meses a través de la vida del campo, la presión promedio del campo puede ser expresada en términos de un incremento de la carga neta en el fluido subterráneo retirado, $\Delta(F)$ es:

$$\bar{p}_r = \frac{\sum_j \frac{\bar{p}_j \Delta(F)_j}{\Delta \bar{p}_j}}{\sum_j \frac{\Delta(F)_j}{\Delta \bar{p}_j}}$$

Donde el total del fluido subterráneo retirado a un tiempo t y $t + \Delta t$ está dado por:

$$F_t = \int_0^t [Q_o B_o + Q_w B_w + (Q_g - Q_o R_s - Q_w R_{sw}) B_g] dt$$

$$F_{t+\Delta t} = \int_0^{t+\Delta t} [Q_o B_o + Q_w B_w + (Q_g - Q_o R_s - Q_w R_{sw}) B_g] dt$$

Con:

$$\Delta(F) = F_{t+\Delta t} - F_t$$

Donde:

$$R_s = \text{Solubilidad del gas en } \left(\frac{\text{pies}^3}{\text{Barriles}_{@C. de S}} \right)$$

$$R_{sw} = \text{Solubilidad del gas en agua en } \left(\frac{\text{pies}^3}{\text{Barriles}_{@C. de S}} \right)$$

$$B_g = \text{Factor de volumen de gas de formación } \left(\frac{\text{Barriles}}{\text{pies}^3} \right)$$

$$Q_o = \text{gasto de aceite } \left(\frac{\text{Barriles}_{@C. de S.}}{\text{dia}} \right)$$

$$Q_w = \text{gasto de agua } \left(\frac{\text{Barriles}_{@C. de S.}}{\text{dia}} \right)$$

$$Q_g = \text{gasto de gas } \left(\frac{\text{Pies}^3}{\text{dia}} \right)$$

Para un yacimiento volumétrico con la producción total de fluidos, si la presión inicial del yacimiento es el único dato disponible, el promedio de presión puede ser burdamente aproximado usando la siguiente expresión:

$$\bar{p}_r = p_i - \left[\frac{5.371 \times 10^{-6} F_t}{c_t (Ah\phi)} \right]$$

Donde el total del fluido producido F_t se define por la ecuación:

$$F_t = \int_0^t [Q_o B_o + Q_w B_w + (Q_g - Q_o R_s - Q_w R_{sw}) B_g] dt$$

Donde:

A= Pozo o área de drenaje del yacimiento en (acres)

h= Espesor en (pies)

c_t = Coeficiente de compresibilidad total $(\frac{lb}{pg^2})^{-1}$

ϕ = Porosidad

p_i = Presión inicial del yacimiento $(\frac{lb}{pg^2})$

La expresión antes mencionada puede ser empleada en una manera incrementada. Por ejemplo para un tiempo t a $t + \Delta t$ por:

$$(\bar{p}_r)_{t+\Delta t} = (\bar{p}_r)_t - \left[\frac{5.371 \times 10^{-6} \Delta F}{c_t (Ah \phi)} \right]$$

Con: $\Delta(F) = F_{t+\Delta t} - F_t$

4.5 Ecuación de Balance de Materia Como la Ecuación de una Línea Recta

Una forma de la forma general de la ecuación de balance de materia por ejemplo la ecuación (4-15) puede ser considerando el significado de los siguientes grupos de términos de los que esta compuesta.

- $N_p [B_o + (R_p - R_s) B_g]$ Representa el volumen en el yacimiento del gas y aceite acumulado producido.
- $[G_{inj} B_{inj} + W_{inj} B_w]$ El término de mantenimiento de presión, representa la acumulación de fluido inyectado en el yacimiento.

- $W_e - W_p B_w$ Se refiere a la entrada neta de agua que se conserva en el yacimiento.
- $m B_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} \right) - 1$ Representa la expansión neta del casquete de gas que ocurre con la producción de N_p barriles a condiciones de superficie se expresa como $\frac{\text{Barriles}}{\text{Barriles}}_{@C.de S}$ del aceite original in situ.

Existen esencialmente tres incógnitas en la ecuación (4-15)

1. Aceite original in situ (N)
2. El agua acumulada invasora (W_e)
3. El tamaño original del casquete de gas comparado con el tamaño de la zona de aceite (m)

En el desarrollo de la metodología para determinar las tres incógnitas, Havlena y Odeh (1963, 1964) expresaron la ecuación (4-15) de la siguiente forma:

$$N_p \left[B_o + (R_p - R_s) B_g \right] + W_p B_w = N \left[(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) B_g \right] + m N B_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + N(1+m) B_{oi} \times \left(\frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \right) \Delta p + W_e + W_{inj} B_w + G_{inj} B_{ginj} \quad (4-24)$$

Havlena y Odeh expresaron la ecuación (4-24) de una manera condensada en la siguiente forma:

$$F = N \left[E_o + m E_g + E_{f,w} \right] + (W_e + W_{inj} B_w + G_{inj} B_{ginj})$$

Asumiendo para propósitos de simplificar que no existe inyección de gas o agua para mantener la presión, la susodicha relación puede ser simplificada y escrita como:

$$F = N \left[E_o + m E_g + E_{f,w} \right] + W_e \quad (4-25)$$

En esta ecuación, los términos: F, E_o , E_g y $E_{f,w}$ se relacionan como sigue:

- F Representa los fluidos retirados y se toma como:

$$F = N_p [B_o + (R_p - R_s)B_g] + W_p B_w \quad (4-26)$$

En términos del volumen de formación en dos fases el factor B_t de los fluidos extraídos “F” puede ser escrita como:

$$F = N_p [B_t + (R_p - R_{si})B_g] + W_p B_w \quad (4-27)$$

- E_o describe la expansión del aceite y gas disuelto y es expresado en términos del factor de volumen de formación:

$$E_o = [B_o - B_{oi}] + (R_{si} - R_s)B_g \quad (4-28)$$

O el equivalente en términos de B_t

$$E_o = B_t - B_{ti} \quad (4-29)$$

- E_g es el termino que describe la expansión del casquete de gas y se define en la siguiente expresión:

$$E_g = B_{oi} \left[\left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \right] \quad (4-30)$$

En términos del volumen de formación en dos fases el factor B_t es

Esencialmente $B_{ti}=B_{oi}$ o:

$$E_g = B_{ti} \left[\left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \right]$$

- $E_{f,w}$ Representa la expansión del agua inicial y la reducción de PV y está dada por:

$$E_{f,w} = (1 + m)B_{oi} \left[\frac{c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta p \quad (4-31)$$

Havlena y Odeh examinaron muchos casos de yacimientos con la ecuación (4-25) y señalado esto la relación puede ser re-arreglada en forma de una línea recta. Por ejemplo en el caso de que el yacimiento no tenga casquete de gas inicial

($m=0$) o entrada de agua ($W_e=0$) y una insignificante compresibilidad de la formación y del agua ($c_f=0$, $c_w=0$) La ecuación (4-25) Se reduce a:

$$F=NE_o$$

Esta expresión sugiere que graficar el parámetro "F" que es función del parámetro de expansión de aceite E_o , puede expresarse como una línea recta con pendiente N que pase por el origen.

El método de la línea recta requiere el graficar un grupo de variables contra otro grupo de variables, con la selección del grupo variable depende del mecanismo de producción bajo el cual el yacimiento está produciendo. El aspecto más importante de éste método es que asocia el significado de la secuencia de puntos graficados, la dirección de la línea y la pendiente.

El significado de la asociación de la secuencia de puntos graficados es un importante y es un dato graficado derivado de la línea recta.

Esta valiosa observación puede proveer al ingeniero con información importante que puede ser usada para determinar las siguientes variables:

- Aceite inicial in situ N;
- Tamaño del casquete de gas m;
- Entrada de agua W_e ;
- Mecanismo de empuje
- Presión promedio del yacimiento

A continuación se muestra la aplicación de la ecuación de balance de materia en forma de línea recta para solucionar los problemas de ingeniería e ilustra su utilidad con casos particulares. Seis casos de aplicaciones se muestran:

Caso 1: Determinación de N en yacimientos volumétricos bajosaturados.

Caso 2: Determinación de N en yacimientos volumétricos saturados.

Caso 3: Determinación de N y m en yacimientos con casquete de gas.

Caso 4: Determinación de N y W_e en yacimientos con empuje por agua.

Caso 5 : Determinación de N,m y W_e en yacimientos con empuje combinado.

Caso 6 : Determinación del promedio de presión \bar{p}

4.5.1 Caso 1: Yacimientos De Aceite Bajosaturado:

La forma lineal de la ecuación de balance de materia como la expresada en la ecuación (4.25) puede ser escrita como:

$$F = N[E_o + mE_g + E_{f,w}] + W_e \quad (4-32)$$

Asumiendo que no existe inyección de gas ni agua, algunos términos en la ecuación desaparecerán al imponer las condiciones asociadas con el mecanismo de empuje asociado al yacimiento. Para un yacimiento bajosaturado las condiciones asociadas por el mecanismo de empuje son:

$W_e=0$ Para el yacimiento volumétrico

$m=0$ Para el yacimiento bajosaturado

$R_s=R_{si}=R_p$ Todo el gas está disuelto en el aceite

Aplicando las anteriores condiciones en la ecuación (4-32) tenemos:

$$F = N(E_o + E_{f,w}) \quad (4-33)$$

o:

$$N = \frac{F}{E_o + E_{f,w}} \quad (4-34)$$

Con:

$$F = N_p B_o + W_p B_w \quad (4-35)$$

$$E_o = B_o - B_{oi} \quad (4-36)$$

$$E_{f,w} = B_{oi} \left[\frac{c_w S_w + c_f}{1 - S_w} \right] \Delta p \quad (4-37)$$

$$\Delta p = p_i - \bar{p}_r$$

Donde:

N = Aceite original in situ en (Barriles @C.de S.)

p_i = Presión inicial en el yacimiento

\bar{p}_r = Presión promedio en el yacimiento volumétrico

Cuando un nuevo campo es descubierto, una de las primeras tareas del ingeniero petrolero es el determinar si el yacimiento puede ser clasificado como un

yacimiento volumétrico. Sí por ejemplo $W_e=0$ una manera clásica de abordar este problema es primero recavar los datos (presión, producción y pVT) que se necesitan para evaluar el lado derecho de la ecuación (4-34) El término: $\frac{F}{E_o + E_{f,w}}$

Para cada presión y tiempo observado es graficado contra la producción acumulada N_p o el tiempo como se muestra en la Figura (4.14) Dake (1994) sugiere que cada grafica puede asumir dos diferentes formas:

1. Si todos los puntos de $\frac{F}{E_o + E_{f,w}}$ se alinean en una línea horizontal (ver la

línea A de la Figura (4.14) e implica que el yacimiento puede ser clasificado como un yacimiento volumétrico, esto define una sola caída de presión en el yacimiento, derivada solamente de la expansión de la roca, del agua innata y del aceite. El valor de la ordenada al origen determina el aceite in situ N .

2. Alternativamente se calculan los valores para el término $\frac{F}{E_o + E_{f,w}}$ como

se ilustra en la curva B y C, e indica que el yacimiento ha recibido energía por entrada de agua, compactación anormal de poros o una combinación de estos dos. La curva B en la Figura (4.14) puede ser formada por un fuerte empuje por agua en donde el acuífero asociado tiene un comportamiento que parece infinito o sea que tiene recarga. La curva C representa un acuífero cuyo limite externo se conoce y el acuífero se agota junto con el yacimiento. La tendencia hacia abajo en la curva C con el tiempo implica una disminución en el grado de energía del acuífero. Dake (1994) puntualizo que hacia fuera de los yacimientos con empuje por agua,

la ordenada al origen de la curva por ejemplo $\frac{F}{E_o + E_{f,w}}$ contra el tiempo, es

altamente dependiente de la tasa de producción. En caso de que un yacimiento produzca una alta tasa de agua de entrada, el cálculo de los

valores $\frac{F}{E_o + E_{f,w}}$ puede caer, revelando una falta de energía el acuífero.

Cuando la tasa disminuye ocurre lo contrario, que los puntos se eleven.

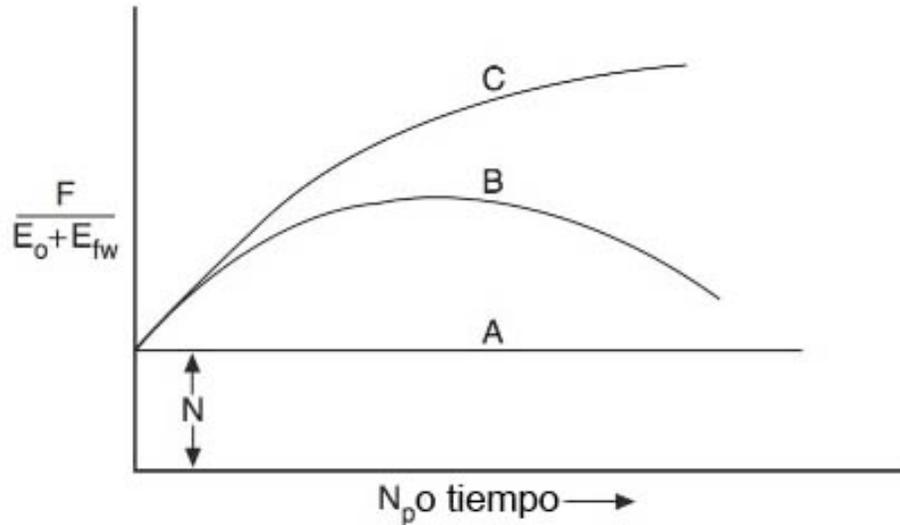


Figura 4.15 Clasificación del yacimiento

De manera similar la ecuación (4-25) puede ser usado para verificar las características del mecanismo de empuje y determinar el aceite original in situ. Una grafica de los fluidos subterráneos extraídos F contra el término de expansión $(E_o + E_{f,w})$ puede resultar en una línea recta que parte del origen, con N como pendiente, debe notarse que el origen es un mismo punto; así tiene como origen un punto que guía a la línea recta (como se muestra en la Figura 4.15)

Esta interpretación de la técnica es útil, si la relación lineal es esperada en el yacimiento y la relación de puntos real no es lineal, a esa desviación puede esta misma diagnosticar un determinado mecanismo de empuje en el yacimiento.

Una grafica lineal de los fluidos subterráneos extraídos F contra $(E_o + E_{f,w})$ indica que el campo produce en la interpretación volumétrica, es decir que no existe entrada de agua y actúa estrictamente por reducción de presión y expansión de los fluidos. Por otra parte una grafica no lineal indica que el yacimiento debería ser caracterizado como un yacimiento con empuje por agua.

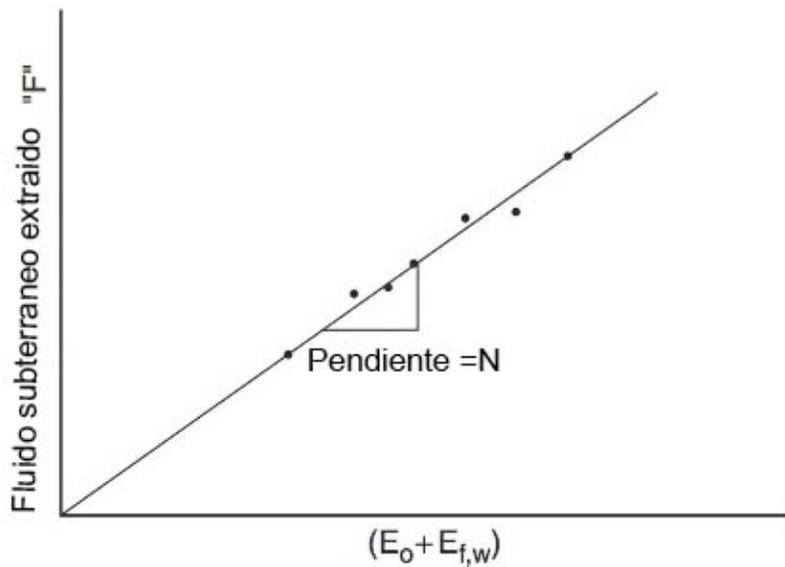


Figura 4.16 Fluidos extraídos vs. $E_o + E_{f,w}$

4.5.2 Caso 2 Yacimientos Volumétricos de Aceite Saturados:

Un yacimiento que en un principio tiene una presión por debajo de la presión de burbujeo es llamado “Yacimiento de aceite saturado”

El mecanismo de empuje principal en este tipo de yacimiento resulta de la liberación y expansión del gas en solución, por la presión que esta por debajo de la presión de burbujeo. La única incógnita en un yacimiento volumétrico de aceite saturado es el valor del aceite original in situ N . Normalmente la expansión del agua y roca expresada con el término $E_{f,w}$ es despreciable en comparación con la expansión del gas en solución; Sin embargo es recomendable incluir el término en los cálculos. La ecuación $F = N[E_o + mE_g + E_{f,w}] + W_e$ puede ser simplificada para tener una forma idéntica a la ecuación:

$$F = N(E_o + E_{f,w}) \quad (4-38)$$

Sin embargo el parámetro F y E_o que constituyen a la ecuación anterior en una forma ampliada para reflejar la condición del yacimiento de las gotas por debajo de la presión de burbujeo. Los fluidos subterráneos extraídos F y el término de la expansión $E_o + E_{f,w}$ está definido por:

$$F \text{ en términos de } B_o \quad F = N_p [B_o + (R_p - R_s)B_g] + W_p B_w$$

O su equivalente en términos de B_t $F = N_p [B_t + (R_p - R_{si})B_g] + W_p B_w$

E_o en términos de B_o $E_o = [B_o - B_{oi}] + (R_{si} - R_s)B_g$

O su equivalente en términos de B_t $E_o = B_t - B_{ti}$

$$Y \quad E_{f,w} = B_{oi} \left[\frac{c_w S_w + c_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta p$$

La ecuación (4-38) indica que, graficando el término de fluidos subterráneos extraídos F , evaluando los datos de producción de yacimientos actuales, cuando la función del término de expansión de fluidos $E_o + E_{f,w}$ debería generar una línea recta que pasa por el origen con una pendiente N .

La técnica anterior de interpretación es útil en estos casos, si se espera una relación lineal simple, como la ecuación (4-38) para un yacimiento y los valores reales van hacia fuera haciéndolo no lineal, la desviación puede ayudar a diagnosticar los mecanismos de empuje actuales en el yacimiento. Por ejemplo la ecuación (4-38) puede resultar no lineal por que hay una entrada de agua no sospechada en el yacimiento, ayudando a mantener la presión del yacimiento.

Hay que indicar que como las presiones del yacimiento continúan disminuyendo por debajo del punto de burbujeo y con un volumen creciente de gas liberado, cuando se alcanza el tiempo que la saturación del gas liberado excede la saturación de gas crítica y por consiguiente el gas comenzara a ser producido en grandes cantidades en comparación con el aceite. En esta etapa de la reducción, hay poco que se puede hacer para evitar esta situación durante la fase de producción primaria. Como se ha indicado antes la recuperación primaria en estos tipos de yacimiento rara vez excede el 30%. Sin embargo en condiciones muy favorables el aceite y el gas pueden separarse con el gas que se mueve hacia arriba de la estructura, lo que puede llevar a la preservación de la energía natural con una mejora consiguiente de la recuperación de aceite total. La inyección de agua está tradicionalmente usada por la industria petrolera para mantener la presión por encima de la presión de burbujeo o bien presurizar el yacimiento a la presión de burbujeo. Para este tipo de yacimientos, cuando baja la presión por debajo del punto de burbujeo algo del volumen de gas liberado permanecerá en el

yacimiento como un gas libre. Este volumen es expresado en (pies³) da la ecuación (4-30) como:

$$(\text{Volumen de gas libre en pies}^3) = NR_{si} - (N - N_p)R_s - N_pR_p$$

Sin embargo el volumen total del gas liberado a cualquier caída de presión esta dada por:

$$(\text{Volumen total del gas liberado en pies}^3) = NR_{si} - (N - N_p)R_s$$

Por lo tanto la fracción del gas total en solución que ha sido conservada en el yacimiento como gas libre α_g en cualquier etapa del agotamiento esta dada por:

$$\begin{aligned} \alpha_g &= \frac{NR_{si} - (N - N_p)R_s - N_pR_p}{NR_{si} - (N - N_p)R_s} \\ &= 1 - \left[\frac{N_pR_p}{NR_{si} - (N - N_p)R_s} \right] \end{aligned}$$

Alternativamente esto puede ser expresado como una fracción del gas total en solución por:

$$\begin{aligned} \alpha_{gi} &= \frac{NR_{si} - (N - N_p)R_s - N_pR_p}{NR_{si}} \\ &= 1 - \left[\frac{(N - N_p)R_s + N_pR_p}{NR_{si}} \right] \end{aligned}$$

El cálculo de los cambios en la saturación de los fluidos con la caída de presión del yacimiento es una parte integral del uso de la ecuación de balance de materia. El volumen remanente de cada fase puede ser determinado por el cálculo de la saturación de cada fase diferente, hay que recordar que:

$$\text{Saturación de aceite } S_o = \frac{\text{Volumen de aceite}}{\text{Volumen de poros}}$$

$$\text{Saturación de agua } S_w = \frac{\text{Volumen de agua}}{\text{Volumen de poros}}$$

$$\text{Saturación de gas } S_g = \frac{\text{Volumen de gas}}{\text{Volumen de poros}}$$

Y:

$$S_o + S_w + S_g = 1$$

Si consideramos un yacimiento volumétrico de aceite saturado que contiene N barriles de aceite a condiciones de superficie y una presión de yacimiento p_i . La saturación de aceite inicial a la presión de burbujeo está dada por:

$$S_{oi} = 1 - S_{wi}$$

De la definición de saturación de aceite:

$$\frac{\text{Volumen de aceite}}{\text{Volumen de poros}} = \frac{NB_{oi}}{\text{Volumen de poros}} = 1 - S_{wi}$$

O:

$$\text{Volumen de poros} = \frac{NB_{oi}}{1 - S_{wi}}$$

Si el yacimiento ha producido N_p barriles de aceite a condiciones de superficie el volumen remanente está dado por:

$$\text{Volumen de aceite remanente} = (N - N_p)B_o$$

Esto indica que el yacimiento de aceite es del tipo volumétrico, la saturación de aceite en cualquier etapa de caída de presión por debajo del punto de burbujeo puede ser representada por:

$$S_o = \frac{\text{Volumen de aceite}}{\text{Volumen de poros}} = \frac{(N - N_p)B_o}{\left(\frac{NB_{oi}}{1 - S_{wi}}\right)}$$

Re-arreglando:

$$S_o = (1 - S_{wi})\left(1 - \frac{N_p}{N}\right) \frac{B_o}{B_{oi}}$$

Suponiendo que el gas envuelve al aceite al caer la presión del yacimiento, la saturación del gas (asumiendo una saturación de agua constante S_{wi}) se simplifica:

$$S_g = 1 - S_{wi} - S_o$$

O:

$$S_g = 1 - S_{wi} - \left[(1 - S_{wi})\left(1 - \frac{N_p}{N}\right) \frac{B_o}{B_{oi}} \right]$$

Simplificando:

$$S_g = 1 - S_{wi} \left[1 - \left(1 - \frac{N_p}{N} \right) \frac{B_o}{B_{oi}} \right]$$

Otra función importante de la ecuación de balance de materia es cotejar los datos históricos de la presión de producción de pozos individuales. Una vez que la caída de presión está por debajo de la presión de burbujeo, es esencial llevar a cabo las siguientes tareas:

- Generar la relación de permeabilidad pseudo relativa $\frac{k_{rg}}{k_{ro}}$ para el yacimiento entero o para el área de drene de pozos individuales.
- Evaluar la eficiencia del empuje por gas en solución.
- Examinar la relación gas-aceite de campo en comparación los datos de laboratorio de la solubilidad del gas R_s , para definir el punto de burbujeo, la presión y la saturación crítica de gas.

La relación gas-aceite instantánea (GOR) está dada por:

$$GOR = \frac{Q_g}{Q_o} = R_s + \left(\frac{k_{rg}}{k_{ro}} \right) \left(\frac{\mu_o B_o}{\mu_g B_g} \right)$$

Se puede arreglar para resolver la relación de la permeabilidad relativa $\frac{k_{rg}}{k_{ro}}$

$$\left(\frac{k_{rg}}{k_{ro}} \right) = (GOR - R_s) \left(\frac{\mu_g B_g}{\mu_o B_o} \right)$$

Una de las aplicaciones más prácticas de la ecuación de balance de materia es su capacidad para generar la relación de campo de la permeabilidad relativa, en función de la saturación de gas, que puede ser usada para ajustar los datos básicos de laboratorio de la permeabilidad relativa. *La principal ventaja de la relación de permeabilidad de campo o la relación generada en el pozo, es que incorpora algunas complejidades de la heterogeneidad del yacimiento y el grado de separación del aceite y gas desprendido.*

Cabe señalar que los datos de laboratorio de la permeabilidad relativa se aplican a un yacimiento no segregado, por ejemplo que no tenga cambios en la saturación de líquido con la altura. La permeabilidad relativa del laboratorio es la más adecuada para aplicar el modelo de tanque de cero dimensiones. Para los yacimientos con completa segregación gravitacional, es posible generar una relación de permeabilidad pseudo-relativa $\frac{k_{rg}}{k_{ro}}$. Una separación completa significa

que la parte superior del yacimiento contiene gas y el aceite inmóvil, por ejemplo el aceite residual S_{or} mientras que la parte inferior contiene aceite y gas inmóvil que existe a una saturación crítica S_{gc} . La comunicación vertical implica que a medida que el gas se desarrolla en la región inferior, el gas con la saturación por encima del S_{gc} se mueve rápidamente hacia arriba y deja esa región mientras que en la región superior todo el aceite por encima de la S_{or} se drena hacia abajo y se mueve en la región inferior. Sobre la base de estas hipótesis Poston (1987) propuso las siguientes relaciones:

$$\frac{k_{rg}}{k_{ro}} = \frac{(S_g - S_{gc})(k_{rg})_{or}}{(S_o - S_{or})(k_{ro})_{gc}}$$

$$k_{ro} = \left[\frac{S_o - S_{or}(k_{rg})_{or}}{1 - S_w - S_{gc} - S_{or}} \right] (k_{ro})_{gc}$$

Donde:

$(k_{ro})_{gc}$ = Permeabilidad relativa del aceite a la saturación de gas crítica.

$(k_{rg})_{or}$ = Permeabilidad relativa del gas a la saturación de aceite residual.

Si el yacimiento es inicialmente bajosaturado, es decir $p_i > p_b$ la presión del yacimiento continuara disminuyendo con la producción hasta que finalmente llega a la presión de burbujeo. Se recomienda que los cálculos de materia deben ser llevados a cabo en dos etapas: En primer lugar p_i hasta p_b y en segundo de p_b hasta las diferentes caídas de presión. A medida que disminuye la presión de p_i hasta p_b los siguientes cambios se producen como resultado de:

- Basándose en la compresibilidad del agua c_w , el agua congénita se expandirá con el consiguiente aumento en la saturación de agua congénita (siempre que no haya producción de agua)
- Basándose en la compresibilidad de la formación c_f una reducción (compactación) en todo el volumen de poros del yacimiento.

Por lo tanto hay varios cálculos volumétricos que se deben realizar para reflejar la situación del yacimiento a la presión de burbujeo. Estos cálculos se basan en la definición de los siguientes parámetros:

- Aceite inicial en el lugar a una p_i , N_i con aceite inicial y saturación de agua de S'_{oi} y S'_{woi}
- Aceite acumulado producido a la presión de burbujeo N_{pb}
- Aceite remanente a la presión de burbujeo, es decir aceite inicial al punto de burbujeo.
- Volumen total de poros a la presión de burbujeo, $(PV)_b$:

$(PV)_b =$ Volumen de aceite remanente + volumen de agua congénita + expansión de agua congénita – Reducción de PV debido a la compactación.

$$(pV)_b = (N_i - N_{pb})B_{ob} + \left[\frac{N_i B_{oi}}{1 - S'_{wi}} \right] S'_{wi} + \left[\frac{N_i B_{oi}}{1 - S_{wi}} \right] (p_i - p_b)(-c_f + c_w S'_{wi})$$

Simplificando:

$$(pV)_b = (N_i - N_{pb})B_{ob} + \left[\frac{N_i B_{oi}}{1 - S'_{wi}} \right] \times [S'_{wi} + (p_i - p_b)(-c_f + c_w S'_{wi})]$$

- Saturación inicial de aceite y agua y la presión de burbujeo es decir S_{oi}

y S_{wi} :

$$S_{oi} = \frac{(N_i - N_{pb})B_{ob}}{(PV)_b}$$

$$S_{oi} = \frac{(N_i - N_{pb})B_{ob}}{(N_i - N_{pb})B_{ob} + \left[\frac{N_i B_{oi}}{1 - S'_{wi}} \right] [S'_{wi} + (p_i - p_b)(-c_f + c_w S'_{wi})]}$$

$$S_{wi} = \frac{\left[\frac{N_i B_{oi}}{1 - S'_{wi}} \right] [S'_{wi} + (p_i - p_b)(-c_f + c_w S'_{wi})]}{(N_i - N_{pb})B_{ob} + \left[\frac{N_i B_{oi}}{1 - S'_{wi}} \right] [S'_{wi} + (p_i - p_b)(-c_f + c_w S'_{wi})]}$$

$$= 1 - S_{oi}$$

- La presión de saturación de aceite S_o a cualquier presión por debajo de la presión de burbujeo p_b esta dada por:

$$S_o = \frac{(N_i - N_p)B_o}{(PV)_b}$$

$$S_o = \frac{(N_i - N_p)B_o}{(N_i - N_{pb})B_{ob} + \left[\frac{N_i B_{oi}}{1 - S'_{wi}} \right] [S'_{wi} + (p_i - p_b)(-c_f + c_w S'_{wi})]}$$

La saturación de gas S_g a cualquier presión por debajo de la presión de burbujeo p_b esta dada por:

$$S_g = 1 - S_o - S_{wi}$$

Donde:

N_i = Aceite inicial in situ a una p_i es decir $p_i > p_b$

N_b = Aceite inicial in situ a la presión de burbujeo en (Barriles @C.de S.)

N_{pb} = Aceite acumulado producido a presión de burbujeo en (Barriles @C.de S.)

S'_{oi} =Saturación de aceite a una p_i es decir $p_i > p_b$

S_{oi} = Saturación inicial de aceite a p_b

S'_{wi} =Saturación de agua a una p_i , es decir $p_i > p_b$

S_{wi} = Saturación inicial de agua a p_b

Es conveniente también para representar cualitativamente la producción de líquido, emplear una gráfica empleando el concepto de mapa de burbujas. El mapa de burbujas esencialmente ilustra el tamaño creciente del área de drene de

un pozo productor. El área de drene de cada pozo es representado por un círculo con una burbuja de aceite r_{ob} tenemos:

$$r_{ob} = \sqrt{\frac{5.615 N_p}{\pi \phi h \left(\frac{1 - S_{wi}}{B_{oi}} - \frac{S_o}{B_o} \right)}}$$

Esta expresión se basa en la suposición que la saturación es uniformemente distribuida a través del área de drene, Donde:

r_{ob} = Radio de la burbuja de aceite en (pies)

S_o = Saturación de aceite actual

N_p = Aceite producido acumulado del pozo actual en (Barriles @C.de S.)

De manera similar el crecimiento de la burbuja en un yacimiento con gas libre puede ser descrito gráficamente calculando el radio de la burbuja de gas r_{gb} así:

$$r_{gb} = \sqrt{\frac{5.615 [NR_{si} - (N - N_p)R_s - N_p R_p] \beta_g}{\pi \phi h (1 - S_o - S_w)}}$$

Donde:

r_{gb} = Radio de la burbuja de gas en (pies)

N_p = Aceite producido acumulado del pozo actual en (Barriles @C.de S.)

B_g = Factor de volumen de gas actual en $\left(\frac{\text{Barriles}}{\text{pies}^3} \right)$

S_o = Saturación de aceite actual

Si los datos de laboratorio de la permeabilidad relativa están disponibles, el siguiente procedimiento se recomienda para la generación de los datos de campo de la permeabilidad relativa:

1. Utilizar los datos de la producción anterior, tanto la historia del yacimiento y los datos de presión tanto como sea posible para calcular la relación de

permeabilidad relativa. $\frac{k_{rg}}{k_{ro}}$ vs. S_o

2. Graficar la relación entre la permeabilidad relativa $\frac{k_{rg}}{k_{ro}}$ vs. La saturación de

líquido S_L es decir $S_L = S_o + S_{wc}$ en papel semilogaritmico.

3. Graficar los datos de laboratorio de permeabilidad relativa en la misma gráfica elaborada en el paso 2. Extender los datos de campo calculados de la permeabilidad relativa paralelos a los datos de laboratorio.
4. Los datos extrapolados de campo del paso 3. Se consideran las características de permeabilidad relativa del yacimiento y deben ser utilizados para predecir el rendimiento futuro del yacimiento.

Cabe señalar que es una característica de la mayoría de los yacimientos con empuje por gas, que sólo una fracción del aceite in situ es recuperable por los métodos de recuperación primaria. Sin embargo, el gas en solución liberado puede moverse mucho mas libremente que el aceite a través del yacimiento. El desplazamiento del aceite por la expansión del gas liberado es esencialmente el mecanismo de empuje principal en este tipo de yacimientos. En general es posible estimar la cantidad de gas que se recuperará durante la recuperación primaria, que nos puede proporcionar una estimación de un “punto final”, es decir el máximo rendimiento de la curva de recuperación de aceite. Una grafica log-log del gas acumulado (En el eje Y) en comparación con el aceite acumulado (En el eje X) proporciona la tendencia de la recuperación de hidrocarburos. La curva generada puede ser extrapolada para calcular el total del gas la disponible. Por ejemplo (NR_{si}) y leer el límite superior en la recuperación de aceite al abandono.

4.5.3 Caso 3: Yacimientos Con Casquete de Gas

Para un yacimiento en el cual la expansión del casquete de gas es el mecanismo de empuje predominante, el efecto de la compresibilidad del gas y del agua son insignificantes en comparación con la alta compresibilidad del gas. Sin embargo, Havlena y Odeh (1963, 1964) Reconocieron que cada vez que el casquete de gas está presente o si su tamaño se puede determinar, se requiere un grado de exactitud de los datos de presión. El problema específico con la presión del yacimiento es que la zona de aceite que está por debajo del casquete de gas tiene una presión cercana a la presión de burbujeo. Por lo tanto, las presiones que fluyen por debajo de la presión del punto de burbujeo, lo que agrava la dificultad

en la interpretación convencional de la presión, para determinar la presión media del yacimiento.

Suponiendo que no existe flujo natural de agua o que este es insignificante, es decir ($W_o=0$) El balance de materia de Havlena y Odeh puede ser expresado como:

$$F = N[E_o + mE_g] \quad (4-39)$$

En donde las variables F, E_o y E_g están dadas por:

$$F = N_p(B_o + (R_p - R_s)B_g) + W_pB_w$$

$$= N_p[B_t + (R_p - R_{si})B_g + W_pB_w]$$

$$E_o = (B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s)B_g$$

$$= B_t - B_{ti}$$

$$E_g = B_{oi} \left[\left(\frac{B_g}{B_{gi}} \right) - 1 \right]$$

Existen diferentes metodologías para resolver la ecuación (4-39), dependiendo del número de incógnitas en la ecuación: Estas son tres posibles incógnitas en la ecuación (4-39)

1. Sí N es incógnita, m es conocida
2. Sí m es incógnita, N es conocida
3. N y m son incógnitas

El uso práctico de la ecuación (4-39) está determinado por tres posibles incógnitas que a continuación se presentan.

Sí N es incógnita, m es conocida. La ecuación (4-39) indica que en la gráfica de F vs. (E_o+mE_g) en un plano cartesiano puede producir una línea recta con inicio en el origen y pendiente N, como se muestra en la Figura (4.16). De la gráfica los fluidos subterráneos extraídos F pueden ser calculados a diferentes tiempos en función los términos de producción N_p y R_p

Conclusión N= Pendiente

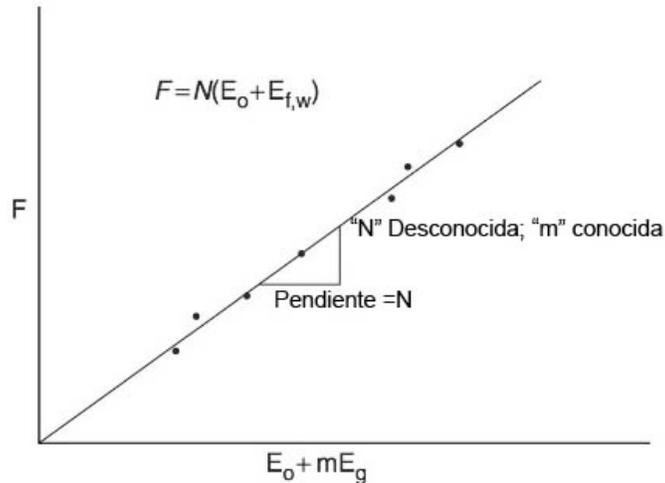


Figura 4.17 F vs. E_o+mE_g

Sí m es incógnita, N es conocida. La ecuación (4-39) puede ser re-arreglada como una línea recta así:

$$\left(\frac{F}{N} - E_o\right) = mE_g \quad (4-40)$$

Esta relación muestra en una gráfica de $\left(\frac{F}{N} - E_o\right)$ vs. E_g puede producir una línea recta con pendiente de m . Una ventaja de este arreglo en particular es que la línea recta debe pasar por el origen. Por lo que actúa como punto de control. La Figura (4.22) muestra una ilustración con esta gráfica.

Conclusión $m = \text{Pendiente}$

También la ecuación (4-39) puede ser re-arreglada para resolver la incógnita m :

$$m = \frac{F - NE_o}{NE_g}$$

Esta relación muestra que graficando el término $\left(\frac{F}{N} - E_o\right)$ vs. E_g se produce una línea recta con pendiente m . Una ventaja de este arreglo en particular es que la línea recta pasa por el origen

N y m son incógnitas: Si no se conoce el valor de N y m . La ecuación (4-39) puede ser re-expresada como:

$$\frac{F}{E_o} = N + mN \left(\frac{E_g}{E_o} \right) \quad (4-41)$$

Una gráfica de $\frac{F}{E_o}$ vs. $\frac{E_g}{E_o}$ Debe ser lineal donde el valor de N intercepta al eje de las Y y tiene pendiente de mN . La gráfica se muestra en la Figura (4.18)

Conclusiones:

N = Intercepción con el eje de las Y

mN = Pendiente

m = Pendiente/ intercepción con el eje de las Y= pendiente/ N

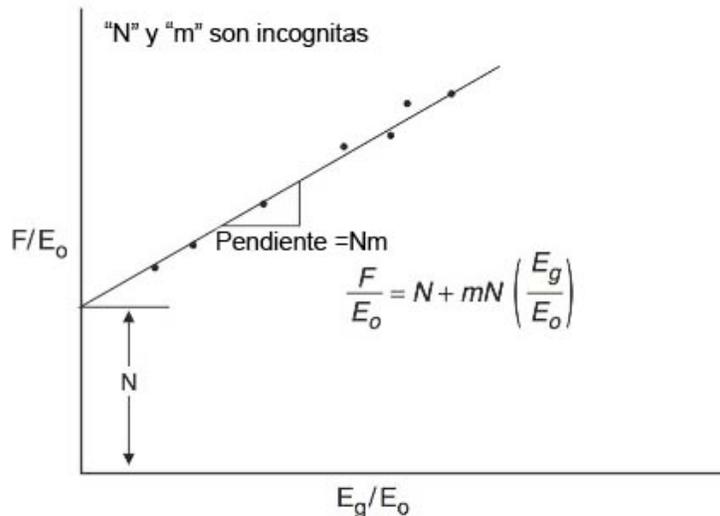


Figura 4.18 F/E_o vs. E_g/E_o .

4.5.4 Caso 4: Yacimientos Con Empuje Por Agua.

En un depósito con empuje por agua, la identificación del tipo de acuífero y la caracterización de sus propiedades son, tal vez las tareas más difíciles en la realización de un estudio de ingeniería de yacimientos. Sin embargo, sin una descripción exacta del acuífero, el rendimiento futuro del yacimiento y su manejo no pueden ser adecuadamente evaluados.

La ecuación de balance de materia en su forma total puede ser expresada como:

$$F = N(E_o + mE_g + E_{f,w}) + W_e$$

Dake (1978) puntualizo que el término $E_{f,w}$ con frecuencia se puede despreciar en yacimientos con empuje con agua. Esto no es sólo por la razón habitual de la compresibilidad de los poros y el agua son pequeños, pero también debido a la afluencia de agua que ayuda a mantener la presión del yacimiento por lo tanto Δp que aparece en $E_{f,w}$ se reduce a:

$$F = N(E_o + mE_g) + W_e \quad (4-42)$$

Si en suma el yacimiento tiene un casquete de gas inicial, entonces la ecuación (4-41) puede ser reducida a:

$$F = NE_o + W_e \quad (4-43)$$

Al tratar de utilizar estas dos ecuaciones para que coincida con la historia de producción y la presión de un yacimiento, la mayor incertidumbre es siempre la determinación de la entrada de agua W_e . De hecho al calcular la entrada de agua, el ingeniero se enfrenta a una de las grandes incertidumbres en el tema de ingeniería de yacimientos. La razón es que el cálculo de W_e requiere de un modelo matemático que se basa en el conocimiento de las propiedades del acuífero. Sin embargo rara vez se mide si no es en los pozos que no son deliberadamente perforados en el acuífero para obtener esos datos.

Para un yacimiento con empuje por agua sin casquete de gas, la ecuación (4-43) puede ser expresada como:

$$\frac{F}{E_o} = N + \frac{W_e}{E_o} \quad (4-44)$$

Algunos modelos de entrada de agua son:

- El modelo de acuífero confinado.
- El método de Schilthuis de flujo estacionario
- El modelo de Everdingen y Hurst

El uso de estos modelos en conexión simultáneamente con la ecuación (4-44) determina N y W_e se describe a continuación:

Modelo de acuífero confinado en la ecuación de balance de materia:

Considerando que la entrada de agua puede ser propiamente descrita usando el modelo de acuífero simple descrito por la ecuación:

$$W_e = (c_w + c_f)W_i f (p_i - p) \quad (4-45)$$

$$f = \frac{\text{Angulo de entrada}}{360^\circ} = \frac{\theta}{360^\circ}$$

$$W_i = \left[\frac{\pi(r_a^2 - r_e^2)h\phi}{5.615} \right]$$

Donde:

r_a = Radio del acuífero en (pies)

r_e = Radio del yacimiento en (pies)

h = Espesor del acuífero en (pies)

ϕ =porosidad del acuífero

θ =Ángulo de entrada

c_w =Compresibilidad del agua del acuífero en $\left(\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}\right)^{-1}$

c_f = Compresibilidad de la formación en $\left(\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}\right)^{-1}$

W_i = Volumen inicial de agua en el acuífero (Barriles)

Dado que la capacidad de utilizar la ecuación (4-45) se basa en conocer las propiedades del acuífero, es decir: c_w , c_f , h , r_a y θ estas propiedades podrían combinarse y ser tratadas como una incógnita K en la ecuación (4-45) o:

$$W_e = K\Delta p \quad (4-46)$$

Donde la constante de entrada de agua K representa la combinación de las propiedades del acuífero:

$$K = (c_w + c_f)W_i f$$

Combinado la ecuación (4-46) y la (4-44) tenemos:

$$\frac{F}{E_o} = N + K\left(\frac{\Delta p}{E_o}\right) \quad (4-47)$$

La ecuación (4-47) indica que en una gráfica de $\frac{F}{E_o}$ en función de $\frac{\Delta p}{E_o}$ puede generar una línea recta que intercepta al eje de las Y con N y con pendiente de K, como la mostrada en la Figura (4.19)

Si el casquete de gas existe y se conoce el valor de m, la ecuación (4-42) puede ser expresada de la forma lineal de la siguiente manera:

$$\frac{F}{E_o + mE_g} = N + K \left(\frac{\Delta p}{E_o + mE_g} \right)$$

Esta forma indica que graficando el término $\frac{F}{(E_o + mE_g)}$ en función de $\frac{\Delta p}{E_o + mE_g}$ generamos una línea recta con N que intercepta al eje de las Y con N y con pendiente de K.

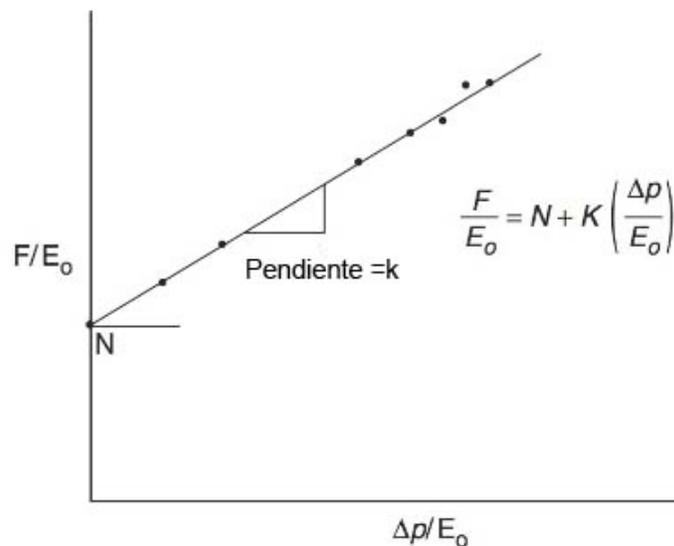


Figura 4.19 F/E_o vs. $\Delta p/E_o$

Modelo de estado continuo en la ecuación de balance de materia:

El modelo de estado continuo propuesto por Schilthuis (1936) está dado por:

$$W_e = C \int_0^t (p_i - p) dt \quad (4-48)$$

Donde:

W_e = Agua de entrada acumulada en (Barriles)

C = Constante de entrada de agua ($\frac{\text{Barriles}}{\frac{\text{Dia}}{\text{lb}} \cdot \text{pg}^2}$)

T = Tiempo en (días)

p_i = Presión inicial del yacimiento en ($\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$)

p = Presión al contacto agua aceite a un tiempo t en ($\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$)

Combinando la ecuación (4-48) y (4-44) tenemos:

$$\frac{F}{E_o} = N + C \left(\frac{\int_0^t (p_i - p) dt}{E_o} \right) \quad (4-49)$$

Graficando $\frac{F}{E_o}$ vs. $\frac{\int_0^t (p_i - p) dt}{E_o}$ Resulta en una línea recta con una intercepción del

eje Y que representa el aceite original in situ N y una pendiente que describe la constante de entrada de agua C como se muestra en la Figura (4.20) Y para un casquete de gas conocido la ecuación (4-49) puede expresarse de forma lineal de la siguiente manera:

$$\frac{F}{E_o + mE_g} = N + C \left(\frac{\int_0^t (p_i - p) dt}{E_o + mE_g} \right)$$

Graficando $\frac{F}{E_o + mE_g}$ vs. $\frac{\int_0^t (p_i - p) dt}{E_o + mE_g}$ Resulta en una línea recta con una

intercepción del eje Y que representa el aceite original in situ N y una pendiente que describe la constante de entrada de agua C .

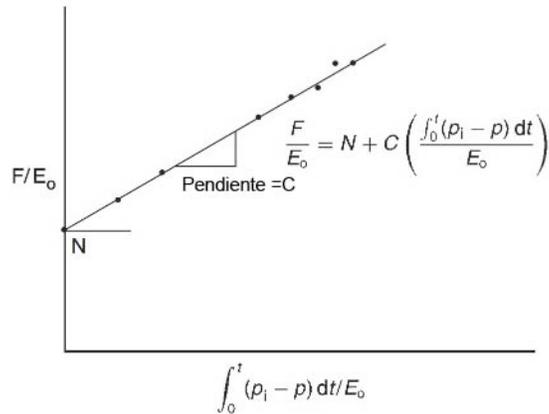


Figura 4.20 Muestra la determinación gráfica de N y C

Modelo de estado no continuo en la ecuación de balance de materia:

El modelo de estado no continuo de Van Everdingen y Hurst esta dado por:

$$W_e = B \sum \Delta p W_{eD} \quad (4-50)$$

Con:

$$B = 1.119 \phi c_t r_e^2 h f$$

Van Everdingen y Hurst presentaron una entrada de agua adimensional W_{eD} a un tiempo adimensional t_D y un radio adimensional r_D que esta dado por:

$$t_D = 6.328 \times 10^{-3} \frac{kt}{\phi \mu_w c_t r_e^2}$$

$$r_D = \frac{r_a}{r_e}$$

$$c_t = c_w + c_f$$

Donde:

t= Tiempo en (días)

k= Permeabilidad en el acuífero en (miliDarcyes)

ϕ =Porosidad en el acuífero

μ_w = Viscosidad del agua (CentiPoises)

r_a = Radio del acuífero en (pies)

r_e = Radio del yacimiento en (pies)

c_w = Compresibilidad del agua en $\left(\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}\right)^{-1}$

Combinando la ecuación (4-50) y (4-44) tenemos:

$$\frac{F}{E_o} = N + B \left(\frac{\sum \Delta p W_{eD}}{E_o} \right) \quad (4-51)$$

La metodología adecuada para resolver la relación lineal se resume en los siguientes pasos

Paso 1. De los datos de producción pasados y el histórico de la presión, calculando los fluidos subterráneos extraídos F y la expansión del aceite E_o

Paso 2. Asumiendo una configuración del acuífero es decir lineal o radial.

Paso 3. Asumiendo que el radio del acuífero r_a y calculando el radio adimensional r_D .

Paso 4 Graficando $\frac{F}{E_o}$ vs. $\left(\frac{\sum \Delta p W_{eD}}{E_o}\right)$ En un plano cartesiano y asumiendo que

los parámetros del acuífero son correctos, la grafica debe dar una línea recta con una intercepción del eje Y que representa el aceite original in situ N y una pendiente que describe la constante B . Esto debe notarse para cuatro posibles graficas. Estas son:

1. Termine la dispersión al azar para los puntos individuales que indican el cálculo y/o el error de los datos básicos.
2. Una curva con tendencia hacia arriba sistemáticamente sugiere que el radio del acuífero supuesto (o radio adimensional) es muy pequeño.
3. Una curva con tendencia hacia abajo sistemáticamente sugiere que el radio del acuífero supuesto (o radio adimensional) es muy grande.
4. Una curva en forma de S indica que un mejor ajuste que podría conseguir si se supone un flujo de agua lineal.

La Figura (4.21) Muestra una ilustración esquemática de la metodología de Havlena y Odeh en la determinación de los parámetros de ajuste del acuífero.

Cabe señalar que en muchos campos grandes, un empuje infinito de agua lineal describe satisfactoriamente el comportamiento de la presión de producción. Para una unidad de caída de presión la entrada de agua acumulada en un caso lineal infinito es simplemente proporcional a \sqrt{t} y está no requiere estimación para el tiempo adimensional. La entrada de agua W_{eD} de Van Everdingen y Hurst en la ecuación (4-50) es reemplazada por la raíz cuadrada del tiempo para dar:

$$W_w = B \sum \left[\Delta p_n \sqrt{(t - t_n)} \right]$$

Así mismo la forma lineal de la ecuación de balance de materia puede ser expresada así:

$$\frac{F}{E_o} = N + B \left(\frac{\sum \Delta p_n \sqrt{(t - t_n)}}{E_o} \right)$$

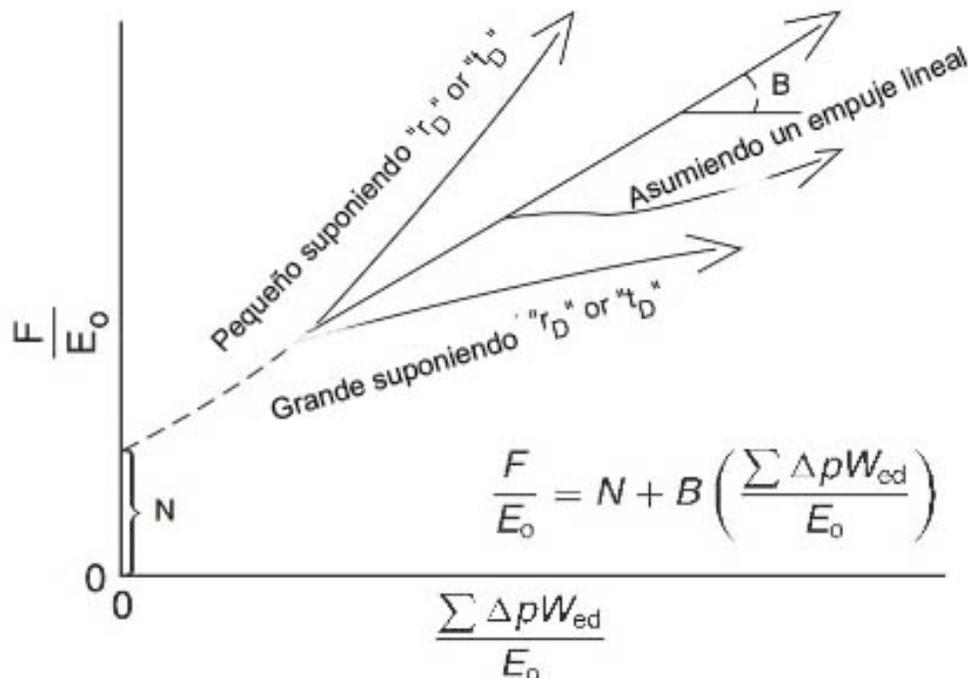


Figura 4.21 Gráfica de la forma lineal de Havlena y Odeh

4.5.5 Caso 5 Combinación de Empujes

Es relativamente complicado el caso que envuelve la determinación de las siguientes tres expresiones:

1. Aceite inicial in situ N ;
2. Tamaño del casquete de gas m ;
3. Entrada de agua W_e

La ecuación general de balance de materia incluye las tres incógnitas anteriores como muestra en la ecuación (4-32)

$$F = N(E_o + mE_g) + W_e$$

En donde las variables que constituyen a la ecuación anterior están definidas por:

$$\begin{aligned} F &= N_p \left[B_o + (R_p - R_s) B_g \right] + W_p B_w \\ &= N_p \left[B_t + (R_p - R_{si}) B_g \right] + W_p B_w \\ E_o &= (B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) B_g \\ &= B_t - B_{ti} \\ E_g &= B_{oi} \left[\left(\frac{B_g}{B_{gi}} \right) - 1 \right] \end{aligned}$$

Havlena y Odeh diferenciaron la ecuación (4-32) con respecto a la presión y re-arreglaron el resultado de la ecuación y eliminando m , tenemos:

$$\frac{FE'_g - F'E_g}{E_o E'_g - E'_o E_g} = N + \frac{W_e E'_g - W'_e E_g}{E_o E'_g - E'_o E_g} \quad (4-52)$$

En donde las variables primas denotan derivadas parciales con respecto a la presión, esto es:

$$\begin{aligned} E'_g &= \frac{\partial E_g}{\partial p} = \left(\frac{B_{oi}}{B_{gi}} \right) \frac{\partial B_g}{\partial p} \approx \left(\frac{B_{oi}}{B_{gi}} \right) \frac{\Delta B_g}{\Delta p} \\ E'_o &= \frac{\partial E_o}{\partial p} = \frac{\partial B_t}{\partial p} \approx \frac{\Delta B_t}{\Delta p} \end{aligned}$$

$$F' = \frac{\partial F}{\partial p} \approx \frac{\Delta F}{\Delta p}$$

$$W_e' = \frac{\partial W_e}{\partial p} \approx \frac{\Delta W_e}{\Delta p}$$

Graficando el lado izquierdo de la ecuación (4-52) vs. El segundo término de la derecha para un modelo de acuífero seleccionado, si la ecuación es correcta, debe dar una línea recta con pendiente igual a la unidad, cuya intersección con el eje de las ordenadas es el aceite inicial in situ. Después de haber determinado correctamente N y W La ecuación (4-53) puede ser resuelta directamente para m así:

$$m = \frac{F - NE_o - W_e}{NE_g}$$

Note que todas la derivadas parciales anteriores pueden ser evaluadas numéricamente usando un número finito de técnicas por ejemplo. La formula diferencial hacia delante, hacia atrás, o central.

4.5.6 Caso 6 Promedio de Presión del Yacimiento

Para obtener una idea del comportamiento de un yacimiento de gas libre por ejemplo empuje por gas en solución o casquete de gas, es esencial que todos los esfuerzos posibles para determinar las presiones del yacimiento con exactitud. En ausencia de datos confiables de presión la ecuación de balance de materia puede ser utilizada para estimar la presión promedio del yacimiento, si los valores exactos de m y N están disponibles a partir de cálculos volumétricos. La ecuación general de balance de materia esta dada por la ecuación (4-39) como:

$$F = N[E_o + mE_g]$$

Resolviendo la ecuación (4-39) para la presión promedio usando el historial de producción en los campos. A continuación se da el procedimiento gráfico:

Paso 1. Seleccionar el tiempo en que la presión promedio del yacimiento se determinará y obtener los datos de producción correspondientes, es decir N_p, G_p y R_p

Paso 2. Suponer valores para la presión promedio y determinar el lado izquierdo F o la ecuación (4-39) para cada presión supuesta, esto es:

$$F = N_p [B_o + (R_p - R_s)B_g] + W_p B_w$$

Paso 3. Usando el mismo valor supuesto de promedio de presión del paso, calcular el lado derecho (LD) de la ecuación (4-39)

$$LD = N [E_o + mE_g]$$

Donde:

$$E_o = (B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s)B_g$$

$$E_g = B_{oi} \left[\left(\frac{B_g}{B_{gi}} \right) - 1 \right]$$

Paso 4. Graficando el lado izquierdo y derecho de la ecuación de balance de materia calculados en el paso 2 y 3, en un plano cartesiano como una función supuesta del promedio de presión. El punto de intersección nos da la presión promedio que corresponde al tiempo seleccionado en el paso 1 Una ilustración de esta gráfica se muestra en la Figura (4.22)

Paso 5. Repitiendo los pasos 1 al 4 podemos estimar la presión para cada periodo de tiempo.

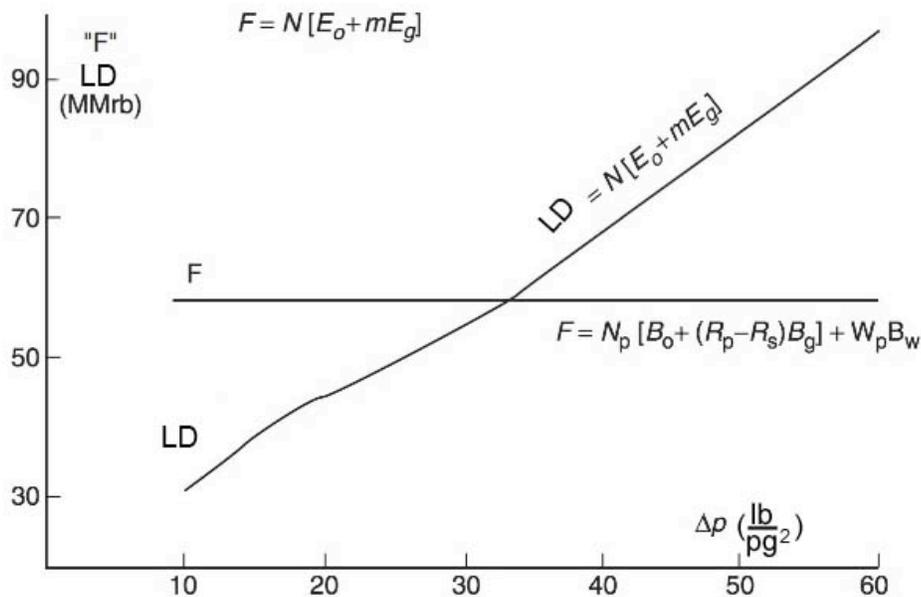


Figura 4.22 Solución del balance de materia para la presión

4.6 Forma de Tracy de la Ecuación de Balance de Materia

Despreciando las compresibilidades del la formación y del agua, la ecuación de balance de materia en su forma general expresada por la ecuación (4-13) puede ser reducida como sigue:

$$N = \frac{N_p B_o + (G_p - N_p R_s) B_g - (W_e - W_p B_w)}{(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) B_g + m B_{oi} \left[\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right]} \quad (4-52)$$

Tracy (1955) Sugirió que la ecuación anterior podía ser re-arreglada de una manera más manejable de la siguiente forma:

$$N = N_p \Phi_o + G_p \Phi_g + (W_p B_w - W_e) \Phi_w \quad (4-53)$$

Donde Φ_o , Φ_g y Φ_w son considerados de las propiedades pVT que están en función de la presión y definidas como:

$$\Phi_o = \frac{B_o - R_s B_g}{\text{Den}} \quad (4-54)$$

$$\Phi_g = \frac{B_g}{\text{Den}} \quad (4-55)$$

$$\Phi_w = \frac{1}{\text{Den}} \quad (4-56)$$

Con:

$$\text{Den} = (B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) B_g + m B_{oi} \left[\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right] \quad (4-57)$$

Donde:

Φ_o = Aceite en función de pVT

Φ_g = Gas en función de pVT

Φ_w = Agua en función de pVT

La Figura (4.23) muestra una representación gráfica del comportamiento de las funciones de Tracy pVT con el cambio de presión.

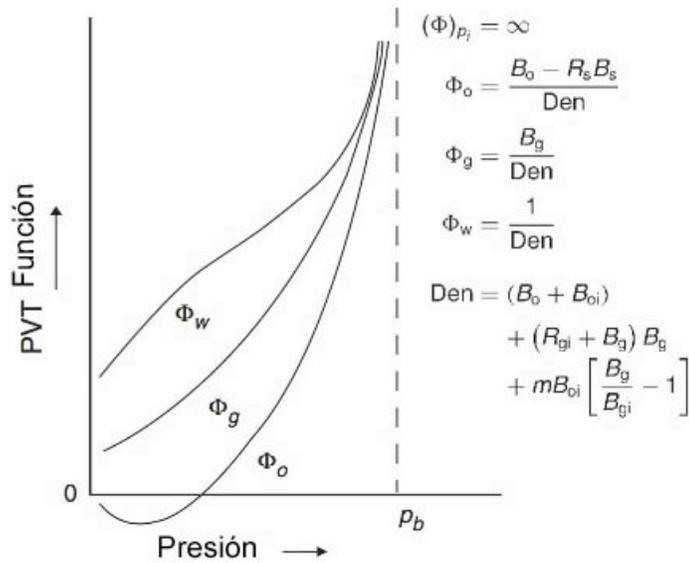


Figura 4.23 Funciones pVT de Tracy

Teniendo en cuenta que Φ_o es negativo a bajas presiones y todas las funciones de Φ se aproximan a infinito en la presión de burbujeo, por que el valor de la “Den” en las ecuaciones (4-52) a la (4-56) tienden a cero. La forma de Tracy es valida sólo para la presión inicial igual a la presión en el punto de burbujeo y no puede ser usada en las presiones por encima del punto de burbujeo. Por otra parte, las formas de las curvas de la función Φ muestran que pequeños errores en la presión y/o producción pueden originar errores en el aceite calculado en el lugar a presiones cercanas al punto de burbujeo. Sin embargo Steffensen (1987) señaló que la ecuación de Tracy utiliza el factor de volumen de aceite de formación a la presión de burbujeo B_{ob} a la inicial B_{oi} que hace que todas las funciones pVT de Φ que tienden a infinito a la presión de burbujeo. Steffensen sugirió que la ecuación de Tracy podía ampliarse para aplicaciones por encima de la presión de burbujeo, es decir para yacimientos de aceite bajosaturados, simplemente usando el valor de B_o a la presión inicial de yacimiento. El concluyó que la metodología de Tracy podría predecir el rendimiento del yacimiento para el rango de la presión inicial

hasta la presión de abandono.

Cabe señalar que debido a la compresibilidad de la roca y del agua son relativamente poco importantes por debajo de la presión de burbujeo, ya que no fueron incluidos en la formulación de Tracy de balance de materia. Pueden incluirse indirectamente, sin embargo, por el uso de pseudovalores del factor de volumen de aceite de formación a presiones por debajo de la presión inicial.

Estos pseudovalores de B_o^* Son:

$$B_o^* = B_o + B_{oi} \left(\frac{S_w c_w + c_f}{1 - S_w} \right) (p_i - p)$$

Estos pseudovalores incluyen la presión adicional de soporte para las compresibilidades de la roca y del agua en los cálculos de la ecuación de balance de materia.

$$g_{\text{gas}} < \frac{dp}{dz} < g_{\text{aceite}}$$

Con:

$$g_{\text{gas}} = \frac{\rho_g}{144}$$

$$g_{\text{aceite}} = \frac{\rho_o}{144}$$

Donde:

$$g_{\text{aceite}} = \text{Gradiente de aceite en } \left(\frac{\text{lb}}{\text{pie}} \frac{\text{pg}^2}{\text{pie}} \right)$$

$$\rho_o = \text{Densidad del aceite en } \left(\frac{\text{lb}}{\text{pie}^3} \right)$$

$$\rho_g = \text{Densidad del gas en } \left(\frac{\text{lb}}{\text{pie}^3} \right)$$

$$\frac{dp}{dz} = \text{Gradiente de presión del yacimiento en } \left(\frac{\text{lb}}{\text{pie}} \frac{\text{pg}^2}{\text{pie}} \right)$$

V. ALTERNATIVAS DE EXPLOTACIÓN

La producción de arenas es uno de los más antiguos problemas de la industria petrolera. Están usualmente asociados con arenas superficiales del Terciario. Es bien sabido que la mejor técnica para el control de arenas es no controlarlas. Algunos problemas en la producción de arenas fueron inducidos por inadecuadas prácticas de terminación de pozos.

5.1 Control de Arenas

5.1.1 Definición de Control de Arena

Se considera control de arenas o control de formación de sólidos para esto hay que diferenciar entre los sólidos que cargan y los sólidos finos asociados con los fluidos de la formación, que no son parte de la estructura mecánica de la formación. Algunos finos son probablemente siempre producidos. Esto es en efecto un beneficio y si estos no son producidos pueden eventualmente bloquear los canales de flujo. Así en la definición de control de arenas nosotros nos referiremos al control de sólidos que cargan.

- Todos los sólidos pequeños producidos en el 90 percentil de la formación de arena son probablemente finos intersticiales.
- Los sólidos producidos entre el rango del 90 al 75 percentil representan una pequeña parte de los sólidos de carga.
- Los sólidos producidos entre el rango del 75 al 50 percentil representan ciertamente a los sólidos de carga.

5.1.1.1 Efecto del Índice de Flujo Crítico:

En una situación normal de producción el pozo puede producir una cantidad uniforme de arena o finos, independientemente del índice de flujo hasta que el índice crítico de producción sea excedido. Continuar con la producción por encima de ese índice crítico resulta en el incremento de la producción de arena.

5.1.1.2 Resistencia de la Formación Vs. Fuerzas de Arrastre

Los granos de arena son estabilizados por fuerzas compresivas así como por el peso de sobrecarga, así mismo intervienen fuerzas capilares y por la cementación entre los granos de arena. Las causas de la producción de arena se relacionan con:

- Fuerzas de arrastre de los fluidos, que se incrementan con un alto índice de flujo y por fluidos altamente viscosos.
- Reducción en la resistencia de la formación, esto está relacionado con el agua producida que se disuelve o dispersa, los materiales cementantes o una reducción de las fuerzas capilares, con un incremento en la saturación de agua.
- Reducción de la permeabilidad relativa al aceite, debido al incremento de la saturación del agua, se incrementa la presión de arrastre.
- Declinación de la presión en el yacimiento. Esto incrementa a las fuerzas de compactación y puede crear disturbios en la cementación entre los granos.

5.1.1.3 Mecanismos de Control de Arenas

1. Reducción del fuerzas de arrastre: Este es el más barato y efectivo, debe ser considerado junto con otro método de control.
2. Puenteando la arena mecánicamente: Este es el más antiguo estabilizador, es de amplia aplicación y es el más difícil de aplicar en diferentes intervalos y con tamaños de diámetro reducidos.
3. Incrementando la resistencia de la formación: La consolidación de la arena es una aplicación especializada que puede aplicarse en pozos sin revestir y puede ser usado en pozos con diámetro reducido.

5.1.2 Reducción de las Fuerzas de Arrastre

La reducción del arrastre o fuerzas de fricción, es la más simple y efectiva forma del control de la arena.

5.1.2.1 Incremento del Área de Flujo

La primera idea a considerar es incrementar el área de flujo, para arreglar el índice de producción, que es el índice de flujo por unidad de área debe ser reducido a fin de:

1. Proveer la limpieza de las perforaciones profundas que fueron hechas a través del intervalo productor.
2. Incrementar la densidad de la perforación.
3. Incrementar la longitud de la sección.
4. Crear una trayectoria conductiva de cierta distancia entre el yacimiento y la fractura empacada.

5.1.2.2 Restricción Al Índice De Producción

Algunos yacimientos pueden tolerar un alto índice de producción, debido a la demanda del mercado, determinando el máximo índice o índice crítico de producción donde la producción de arena es excesiva, es una cuestión importante ya que es económica, en la costa del golfo se ha estimado que el límite práctico en

la producción de arena es de 1% ($\frac{600 \text{ lb}}{1000 \text{ bbl}}$)

Los factores para evitar la producción excesiva de arena son:

- Los pozos “arenados” son más caros de limpiar, baja su producción y es posible que se dañen.
- Perdida del espesor en los cabezales y equipo superficial, debido a la abrasión-erosión con posibilidades de daño físico o desastre.
- Colapso de la tubería causado por la debilidad de las zonas productoras de arena.

5.1.3 Métodos Mecánicos Para el Control de Arenas

Los métodos mecánicos para el control de arenas involucran el uso de grava para ayudar a sostener la formación de arena en su lugar, (con una malla o cedazo para retener a la grava) o una malla o cedazo sin grava para retener la formación

de arena.

El problema básico es como controlar la formación de arena sin una excesiva reducción en la productividad del pozo.

Los parámetros básicos incluyen:

1. Optimo tamaño de la grava, en relación con el tamaño de la arena de formación.
2. Optimizar el tamaño de los huecos de la malla para retener a la grava o si no tiene grava a la arena de la formación.
3. Una técnica efectiva en el lugar es quizás lo mas importante.

5.1.3.1.Desarrollando Un Criterio De Diseño

Muchos investigadores han estudiado el control mecánico de la arena, definiendo parámetros y reglas para este propósito, la opinión de la industria converge hacia un criterio específico de diseño.

Análisis del tamaño de la arena de formación. El primer paso es tener muestras significativas, el tamaño de los granos de arena, varia a través de un cuerpo en particular y de una zona a otra, por eso son preferibles las mediciones representativas. Los núcleos enteros son lo mejor, aunque muestras de la perforación que han sido lavadas también pueden servir.

Un análisis de tamiz provee de la distribución del tamaño de grano en percentiles básicos. Pero las técnicas de análisis de tamiz no han sido estandarizados por la industria petrolera. Este análisis se reporta en milímetros o en pulgadas.

La Figura (5.1) muestra un análisis típico de distribución de arenas, el percentil 10 del tamaño de arena es definido como el punto en la escala donde la distribución de 10% por peso de la arena es de tamaño grande y 90% es de tamaño pequeño. Un tamaño específico es necesario para describir a la curva de distribución. Es conveniente para describir a la curva de distribución del tamaño de grano de un punto en un percentil específico.

1. 10 Percentil, típico de la costa del golfo.
2. 50 Percentil, Karpoff-Saucier-Halliburton

3. 10,40 o 70 dependiendo de la pendiente- Schwartz.

El método de Schwartz establece una aplicación general, con un coeficiente de uniformidad que es determinado al comparar el tamaño en el percentil 40 (D_{40}) contra el tamaño del percentil 90 (D_{90})

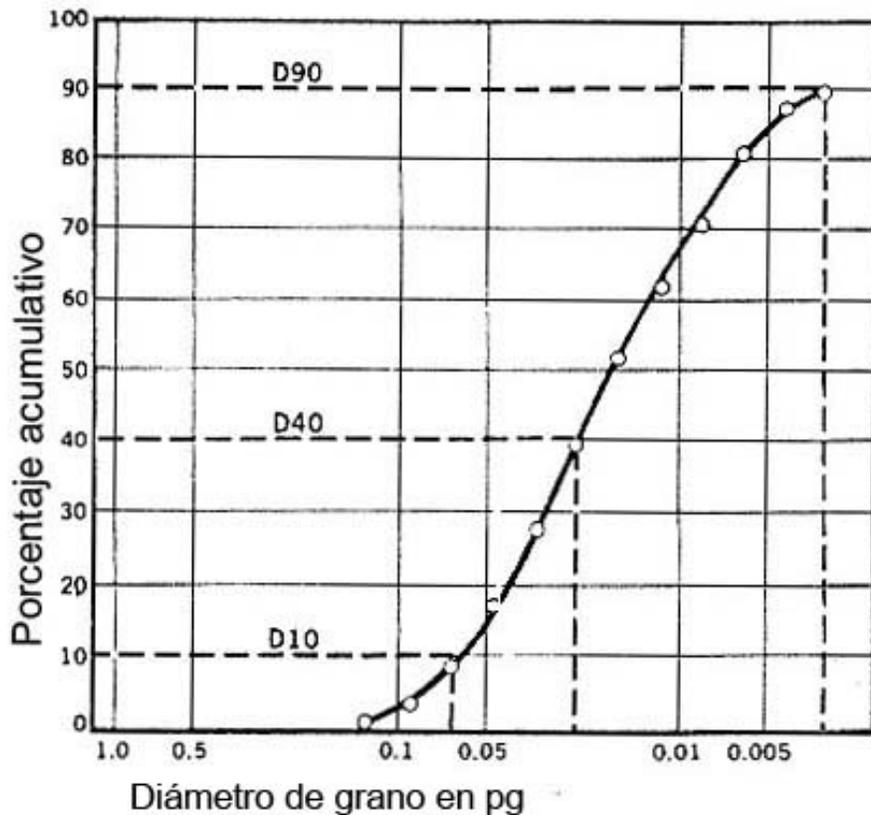


Figura 5.1 Análisis típico de Tamiz

Coeficiente de uniformidad: $C = \frac{D_{40}}{D_{90}}$

Si $C < 3$ La arena es uniforme y es descrita por el tamaño del percentil 10 (D_{10})

Si $C > 5$ La arena es no uniforme y es descrita por el tamaño del percentil 40 (D_{40})

Si $C > 10$ La arena es muy no uniforme y es descrita por el percentil 70 (D_{70})

Experimentos con el tamaño de los huecos del tamiz. Idealmente las aberturas deben ser lo más grandes posibles para retener a los granos de arena, pero no restringir el flujo de fluidos y los finos intersticiales. Coberly estableció que el límite

de la abertura de la malla no debe ser mayor al doble del tamaño de la arena en el 10 percentil (D_{10}) Si ocurren cambios en la velocidad de flujo se recomiendan aberturas de malla con igual tamaño al 10 percentil (D_{10}) de tamaño de arena.

Tamaño de grava para controlar la arena. Coberly estableció, que la relación de tamaños de grava y arena considerando sólo el problema de prevenir el movimiento de la arena en el pozo y no la permeabilidad del empaque de grava, esto nos conduce a grandes relaciones grava-arena. Después, cuando esta limpia para la máxima productividad, la formación de arena debe ser detenida en una cara del empaquetamiento de grava. Si el llenado de arena ocurre en el empaquetado de grava, la permeabilidad se reduce significativamente.

El termino “relación de tamaño grava-arena” (G-A) no se ha estandarizado ya que:

$$\text{Gumpertz dijo: Relación G - A} = \frac{\text{Tamaño más grande de grava}}{\text{10 percentil de tamaño de arena}}$$

$$\text{Saucier dijo: Relación G - A} = \frac{\text{50 percentil tamaño de grava}}{\text{50 percentil de tamaño de arena}}$$

$$\text{Schwartz dijo: Relación G - A} = \frac{\text{10 percentil tamaño de grava}}{\text{10 percentil tamaño de arena}}$$

$$\text{Maly dijo: Relación G - A} = \frac{\text{El más pequeño tamaño de grava}}{\text{10 percentil tamaño de arena}}$$

El efecto de la relación G-A en la permeabilidad del empaquetamiento de grava se muestra mejor en el trabajo de laboratorio de Saucier. La Figura (5.2) indica una relación ideal en el rango de 5 a 6.

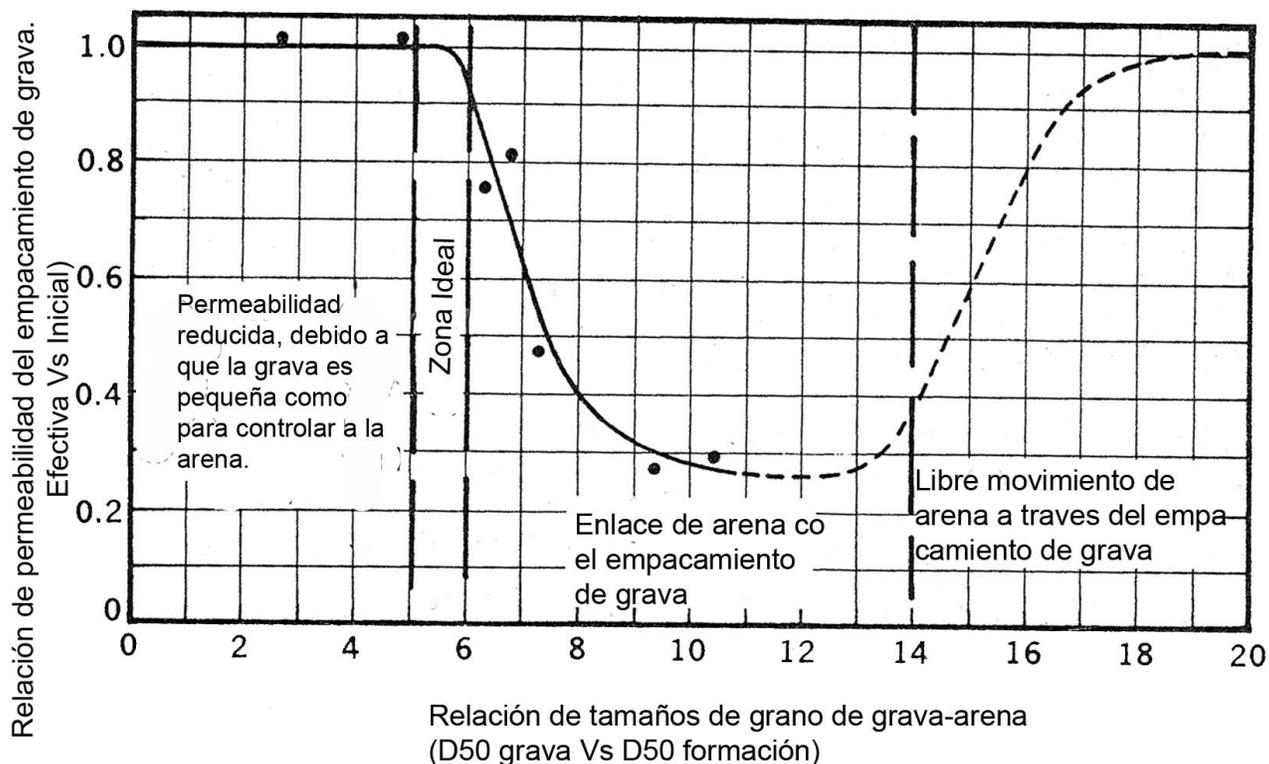


Figura 5.2 Efecto de la relación grava-arena en la permeabilidad del empacamiento de grava.

Consenso en la relación Grava-Arena. Muchos trabajos de laboratorio muestran que la relación ideal grava-arena debe estar en el rango de 5 a 6.

Schwarz reconoce el efecto en la velocidad del flujo y hace esencialmente la misma recomendación que Saucier:

1. La arena uniforme ($C < 5$) y con una velocidad menor a 0.05 pies/seg, relación G-S: $(D_{10}) \text{ grava} = 6 \text{ veces } (D_{10}) \text{ arena}$
2. Arena no uniforme: ($C > 5$) y/o con velocidad de flujo mayor a 0.05 pies/seg.
3. El flujo de velocidad debe ser calculado:

$$\text{Velocidad de flujo} = \frac{\text{Índice de producción} \left(\frac{\text{pies}^3}{\text{seg}} \right)}{50\% \text{ del área abierta o ranuras (pies}^2 \text{)}}$$

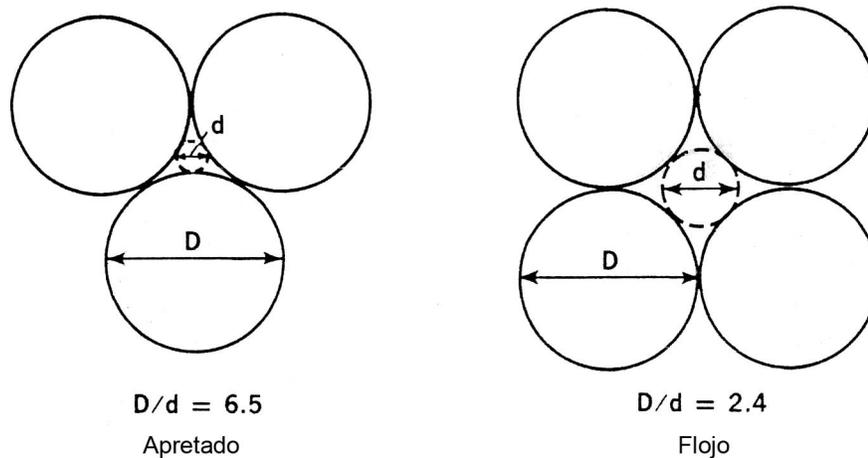


Figura 5.3 Comparación ideal de apretado Vs Flojo

Espesor del empacamiento de grava: Experimentos de laboratorio indican que el espesor del empacamiento de grava deber ser 4 o 5 veces el diámetro de control de la arena, en la práctica el espesor debe ser mayor.

Con fluctuaciones a bajas velocidades un espesor de 3 pg de grava es considerado como mínimo.

Empacamientos de grava gruesos permiten altos índices de producción. Sagy y Lacey desarrollaron la relación como se ven el Figura (5.4), describiendo el “índice de paso de arena” a través de 3 pg de “empacamiento de grava vs. Índice de producción por pie de la sección”

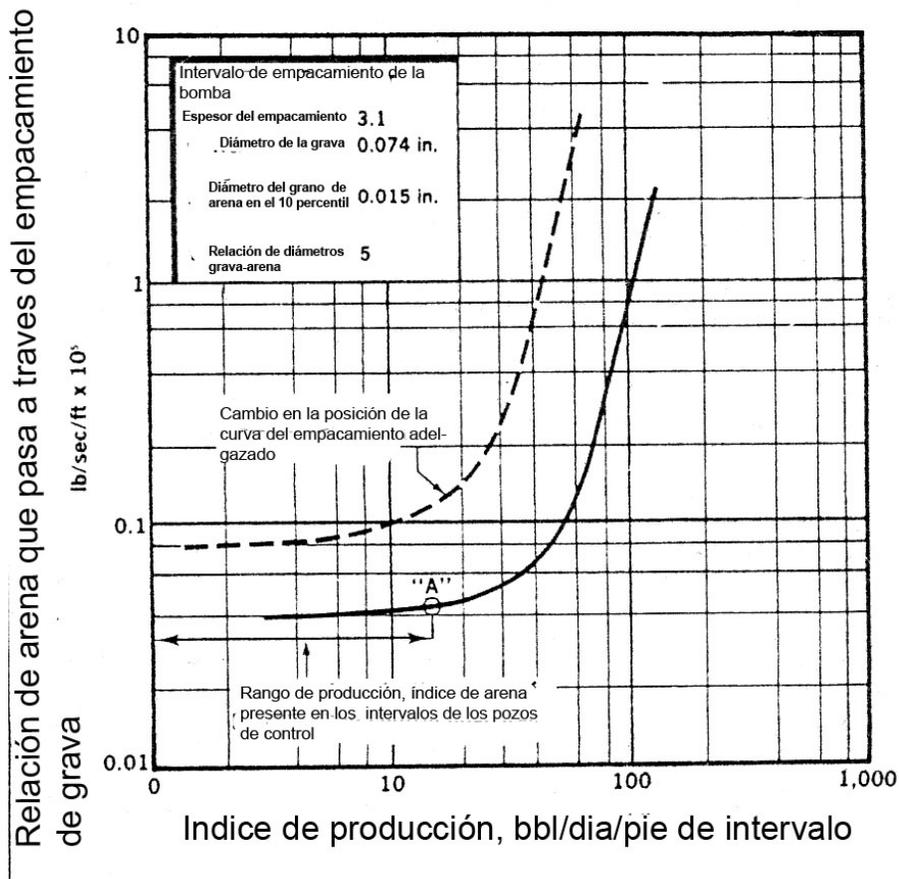


Figura 5.4 Muestra el índice de producción Vs en índice de arena que pasa a través del empacamiento de grava.

Fluctuación del índice de flujo. Saucier demostró la importancia de los efectos inerciales en la producción de arena, cualquier pico de incremento o un pico de decremento en un índice de flujo a través de un empacamiento de 3 pulgadas causa un incremento temporal en la producción de arena. En la Figura (5.5) se muestra que el índice de flujo, se vuelve más uniforme, después del cambio la producción de arena decrece, indicando el aparente reestablecimiento de los efectos de puenteo. La evolución del gas tiene un efecto significativo en el incremento de la producción de arena. Aparentemente para cierta condición de flujo, los arreglos de arena se vuelven estables para geometrías y fuerzas hidrodinámicas. Si las fuerzas de flujo son alternadas, los enlaces se rompen y más arena es producida, es posible que nuevos enlaces se formen bajo nuevas

condiciones de estabilidad.

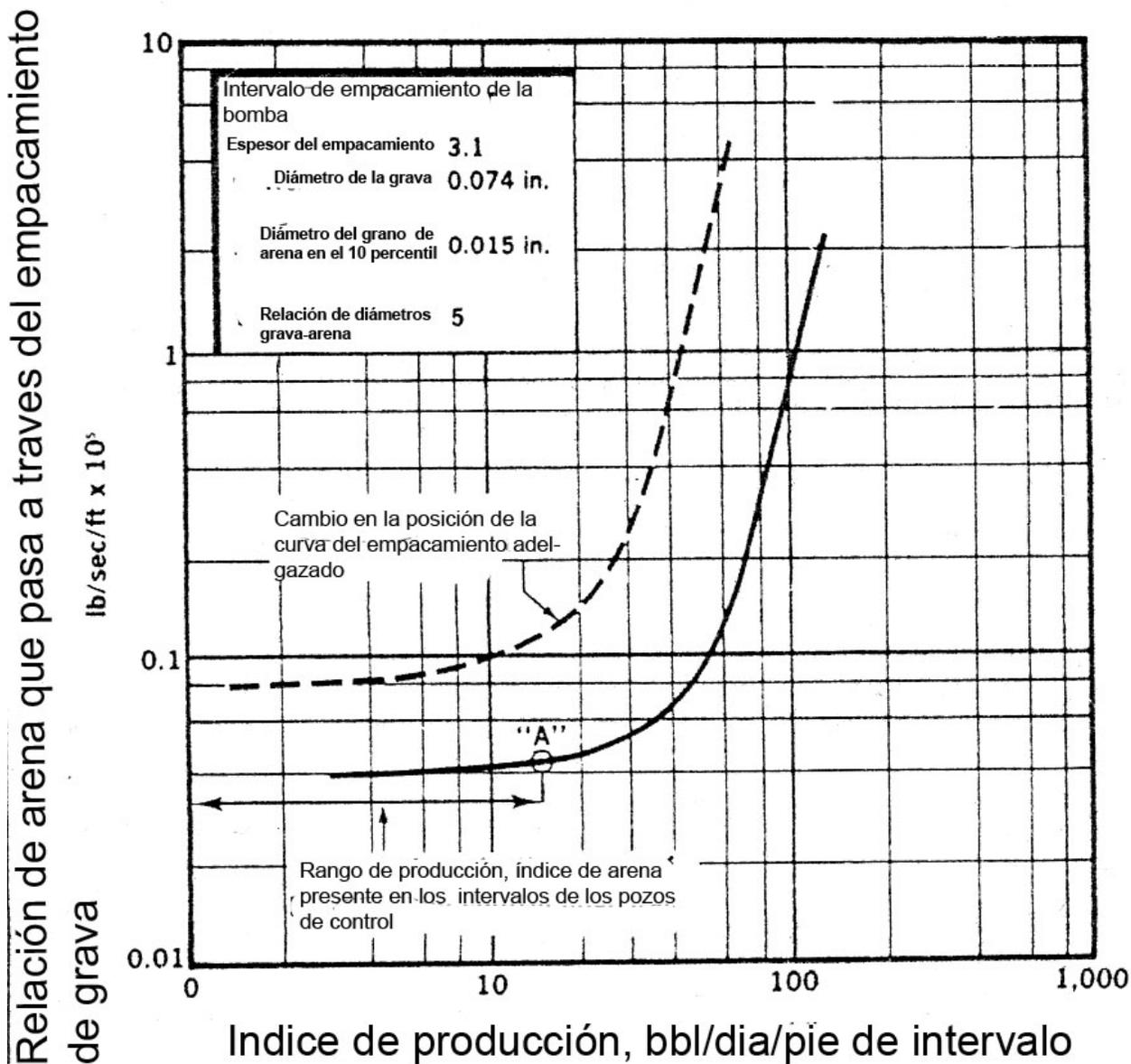


Figura 5.5 Movimiento dentro del empacamiento Vs La dinámica del flujo

Diversas pruebas muestran que la proporción grava-arena debe ser menor a 6 para minimizar la producción de arena bajo condiciones de flujo turbulento o bajo condiciones de alta velocidad.

Mezclando grava y arena. La mezcla de alta permeabilidad de la arena, con arena de formación, puede ocurrir durante el acomodo de la arena y puede reducir significativamente la permeabilidad. La migración de finos también puede disminuir la permeabilidad del empaquetamiento de grava.

5.1.3.2 Consideraciones Prácticas En El Empaquetamiento De Grava

Las claves de un empaquetamiento de grava son:

1. Seleccionar un apropiado tamaño y calidad.
2. Colocar el empacamiento de grava sin contaminación en un sitio apropiado lo más comprimido posible y bien anclado para que dure el mayor tiempo posible.

Selección de la grava. El tamaño de la grava es casi siempre especificado en términos de “malla americana” designación que también tiene la arena, la escala se muestra en la tabla 5-1

Tabla 5-1

Empacamiento de grava y tamaño de arena conocidos

arena/grava tamaño en pg	Tamaño de malla Norteamericano	Diámetro medio aproximado pg	microns
0.010 × 0.017	40/60*	0.014	350
0.012 × 0.023	30/50	0.018	450
0.017 × 0.033	20/40*	0.025	630
0.023 × 0.047	16/30	0.035	880
0.033 × 0.066	12/20*	0.050	1260
0.047 × 0.094	8/16	0.071	1770

Un registro sónico de tiempo de viaje u otros datos muestran una zona particularmente débil, donde obviamente un empaquetamiento de grava debe colocarse para controlar pequeñas zonas.

Importancia del control de calidad. La grava más adecuada depende de:

1. Redondez y esfericidad: La escala de Klumbein es 0.6 o mejor, los granos angulosos deben ser evitados.
2. Fuerza de los granos: Depende de la profundidad y el nivel de esfuerzo mismo que la fracción de arena. En pruebas de laboratorio los finos generaron $2,000 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$ de esfuerzo, estos deben ser menor a 4%
3. Solubilidad al ácido: La solubilidad al ácido debe ser revisada, la grava debe tener un grado de pureza al sílice mayor a un 98%, el contenido de feldespatos debe ser cero, para que sea soluble en ácido fluorhídrico.
4. Uniformidad: Lo cerrado de los límites en la variación de los granos de grava, lo más importante puede ser la permeabilidad. Schwartz sugiere un coeficiente de uniformidad menor a 1.5. El material fino por debajo de este límite es particularmente malo.
5. Tamaño de material arcilloso. La presencia de arcilla puede ser determinada agregando agua limpia en un bote lleno de grava, después de ser vigorosamente agitado, la turbidez indica presencia de finos, estos deben ser menores a 1%

Para maximizar la permeabilidad relativa al aceite, la grava debe ser mojada con agua antes de que sea desplazado por otro fluido, esto es particularmente cierto cuando el fluido desplazante es aceite.

Tamiz y consideraciones de los tramos de tubería. Los tamices fabricados con cable cuestan dos o tres veces más que la tubería perforada, pero contienen de ocho a diez veces el área abierta. El tamiz que está soldado tiene el doble de área abierta que el tamiz tejido.

La relación de diámetros de tubería debe ser:

Tabla 5-2

Diámetro de la tubería en Pg	Diámetro del empacamiento en Pg	Diámetro del empacamiento en agujero abierto en Pg
5 ^{1/2}	2 ^{7/8}	3 ^{1/2}
6 ^{5/8}	3 ^{1/2}	4 ^{1/4}
7	3 ^{1/2}	5
8 ^{5/8}	4 ^{1/2}	6 ^{5/8}
9 ^{5/8}	5	7

El tramo debe estar centrado en la tubería o en el agujero abierto.

Fluidos en el empacamiento de grava. Una de las más importantes consideraciones en el empacamiento de grava es la atención a los fluidos del empacamiento.

Fluidos de baja viscosidad: Cuando fácilmente fluye en el sistema de poros y hace que la grava se apriete. Agua salada, aceite crudo, diesel o HCl son satisfactorios para proveer a la grava de:

1. Se adapta para minimizar la arcilla o los problemas de mojabilidad
2. Se limpian o filtran a través de filtros de 2 micrones sólidos que no sean gravas

Viscosidad y pérdida de control del fluido. Los viscosificantes y los materiales que se empleen en el control de la pérdida de fluidos pueden causar que se aglomere la grava, por lo que deben ser minimizados, pero son necesarios, por lo que deben ser cuidadosamente controlados. En arenas altamente deleznablez pueden deslizarse con fluidos no sólidos.

Una aproximación razonable donde el fluido que se emplea para controlar la pérdida deben ser aplicados, si se usa ácido soluble o material degradable. Las posibilidades incluyen:

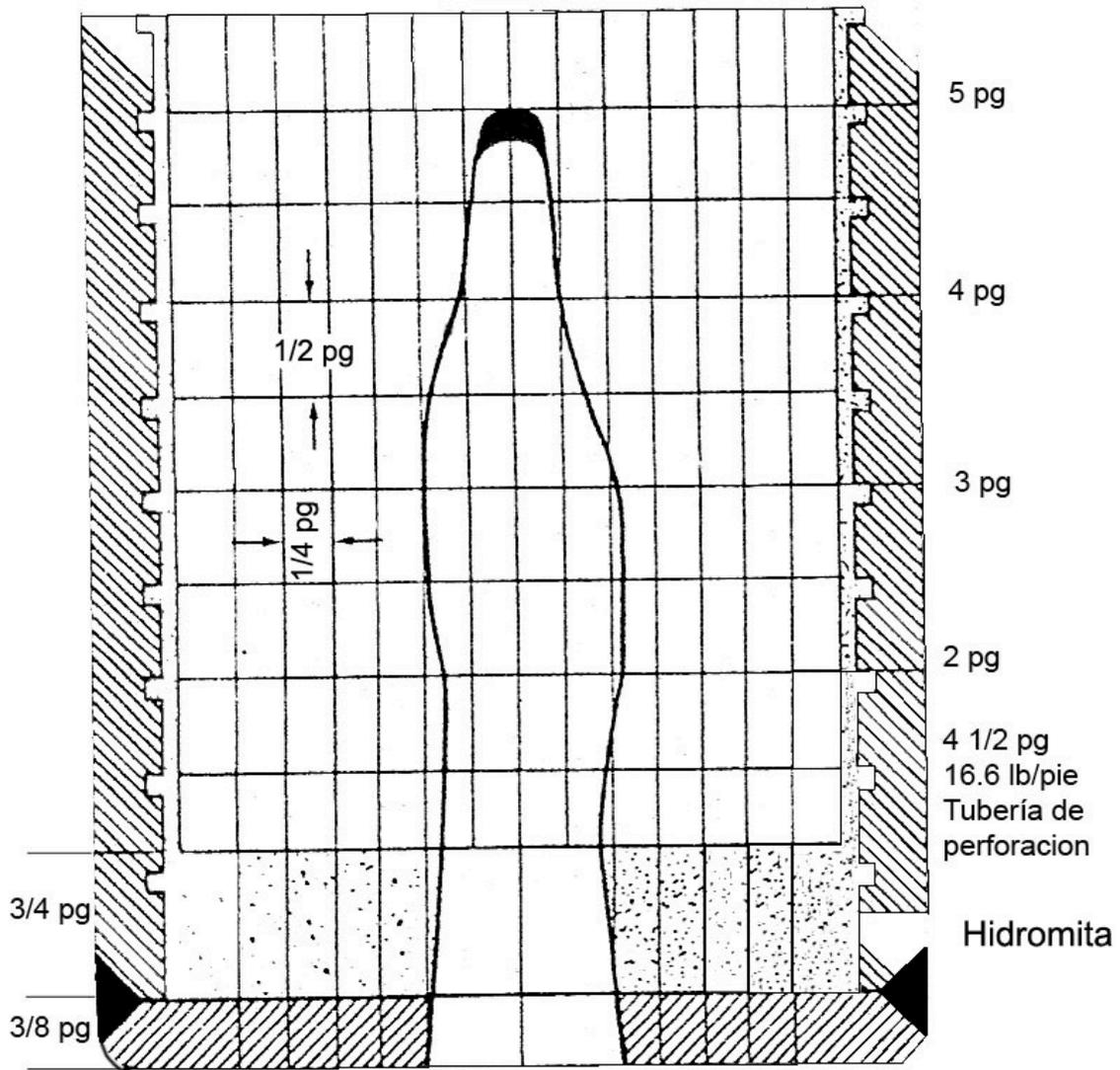
1. Carbonato de calcio para el control de la pérdida de fluidos, con un apropiado polímero hidratado para bajar la viscosidad, para capturar el

carbonato de calcio en suspensión.

2. Partículas solubles para el control de la pérdida de fluido con un polímero hidratado para la viscosidad y suspensión.

Técnicas de empacamiento de grava dentro de la tubería. Las perforaciones son un problema básico, el objetivo es obtener un gran diámetro de las perforaciones limpias. La grava no debe ser llevada al agujero de la tubería para que estos no sean obstruidos. Incluso cuando son usados fluidos limpios de perforación la inyectabilidad de la perforación esta restringida por las partículas metálicas de la carga a propulsión (disparos) y partículas de la formación. La restricción es particularmente severa cuando la perforación ha terminado con la presión diferencial de la formación. Grandes agujeros creados por los disparos son lo mejor, incluso con condiciones adecuadas la entrada del tamaño del agujero es satisfactorio, las cargas a propulsión son muy pequeñas para un empaquetamiento efectivo de grava. Esto es particularmente cierto para una hondonada a través de la tubería de las cargas portadoras. Incrementando la densidad de la perforación seis o cada ocho disparos por pie es una aproximación, sin embargo en tubería dañada no cementada J-55 puede resultar a menos que las pistolas de acero sean usados. En una baja fuerza compresiva unas balas proveen un agujero de $\frac{1}{2}$ pulgada que es preferible, a pequeños agujeros. Probablemente el mejor compromiso entre la entrada del tamaño del agujero y la profundidad de la perforación es el gran agujero de cargas a propulsión dando túneles de perforación de diámetros de $\frac{3}{4}$ a $\frac{7}{8}$ de pulgada. La Figura (5.6) muestra la carga a 0° de los disparos de 1 a 4 por pie. La efectividad de la penetración del núcleo no es grande, sin embargo el agujero de la penetración probablemente colapse. En todo caso en formaciones con problemas de arena suave, ocho o diez disparos por pie deben ser considerados en áreas de alta productividad. A veces la técnica de limpieza de la perforación debe ser usada en pequeñas zonas, menores a 25 pies, empleadas tiempo atrás surgen técnicas para limpiar perforaciones antes de que el empacamiento de grava sea significativo, incrementando así la productividad. La herramienta de lavado tipo tasa de la Figura (5.7) es un paso en la dirección correcta.

Usada con fluidos limpiadores deben hacer un excelente trabajo de limpieza en el túnel perforado quizás “El rompimiento lejano” algo de la cementación primaria se reduce en longitud en el túnel perforado. El HF-HCl (ácido fluorhídrico y el ácido clorhídrico) proveen un removedor efectivo de las partículas de la carga disparada (balas). La producción del pozo para un periodo antes del empacamiento de grava provee mejores resultados e incluso a través de ella, no es un método muy efectivo de limpieza de las perforaciones.



Entrada del agujero: 0.91 pg
 Eficiencia de flujo en el nucleo: 0.73
 Penetración total del nucleo: 3.36 pg
 Eficiencia en la penetración del nucleo: 2.47 pg

Figura 5.6 Prueba de disparos

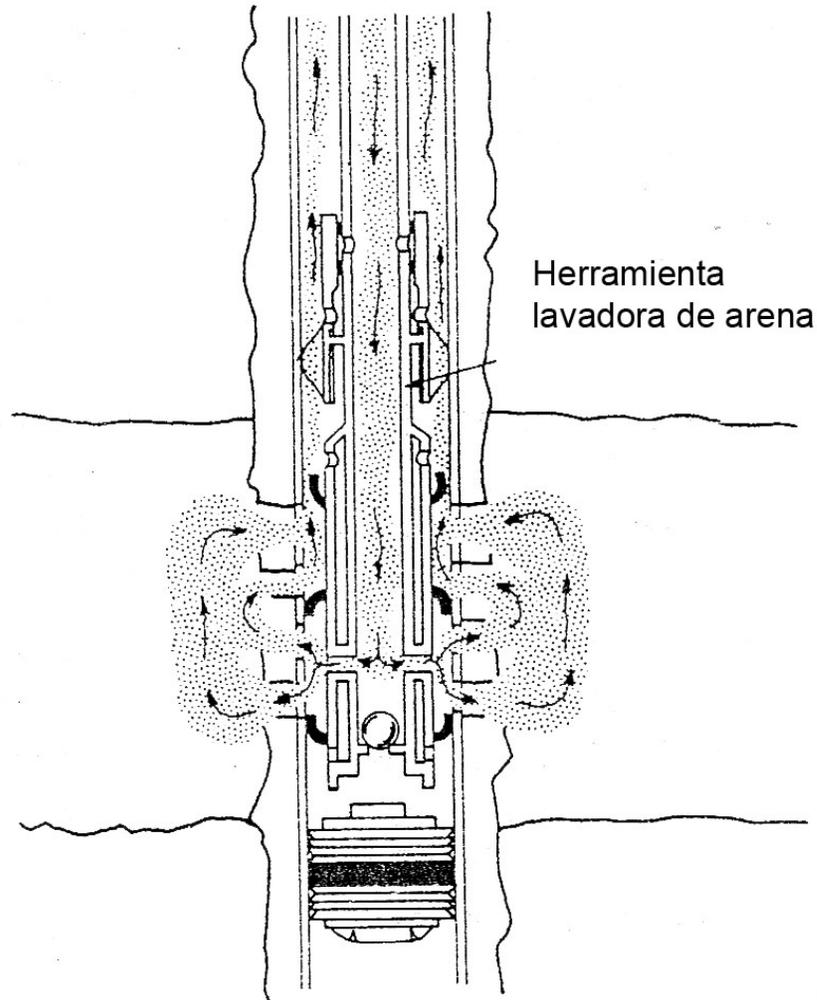


Figura 5.7 Herramienta lavadora tipo taza

El túnel de perforación debe ser llenado con grava o puede ser conectado con arena.

Desafortunadamente la forma lineal de la ley de Darcy, probablemente aplica (asumiendo flujo laminar) del flujo de fluido a través del túnel de perforación

$$Q = \frac{1.127 \times 10^{-3} K A \Delta A}{\mu L}$$

Q en Barriles por día (bpd)

A en Pies²

$$\Delta p \text{ en } \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$

K en mili Darcyes (mD)

L en pies

μ en =cp

Técnicas para rellenar el túnel perforado con grava: Varía en efectividad, la experiencia nos indica que la capacidad de acarreo del fluido (viscosidad aparente a bajo índice de corte $<1 \text{ seg}^{-1}$)

Características del fluido que se pierde y densidad, ritmo de bombeo, tamaño de grava, concentración, densidad, desviación del pozo, todo juega un papel.

Existen dos etapas de la compresión de arena con aceite, en la primera etapa consiste en un pequeño bombeo (15 barriles/minuto de tasa de bombeo) usando un aceite limpiador de 10 a 20 cp de viscosidad con grava del tamaño adecuado para el control de la arena de formación. Con una baja viscosidad y sin pérdida de fluido de control una malla afuera de la fractura la acarrea rápidamente, siendo optimistas sacando más perforaciones del empacamiento con grava.

Las esferas que proporcionan sello bajan aleatoriamente o se degradan, diversos agentes pueden ser usados para asegurar un alto porcentaje en las perforaciones que aceptan grava, durante la segunda etapa, como se muestra en la Figura (5.8) un accesorio ya sea tejido o de malla o tubería con ranuras se corre y lava por debajo a través del remanente de grava que está dentro de la tubería de revestimiento. Grava adicional es puesta alrededor de la herramienta a través de la cruceta. La sección depositadora es posicionada para proporcionar de 30 a 50 pies de reserva de grava. Finalmente la cruceta y el accesorio lavador es jalado y la línea de empacamiento es asentada. Para zonas cortas (50 pies) o menos la técnica de "*Wikker Dikker*" provee temporalmente una conexión entre la parte alta de la herramienta y permite a la grava ser colocada con grandes gastos (15 bpm) o más.

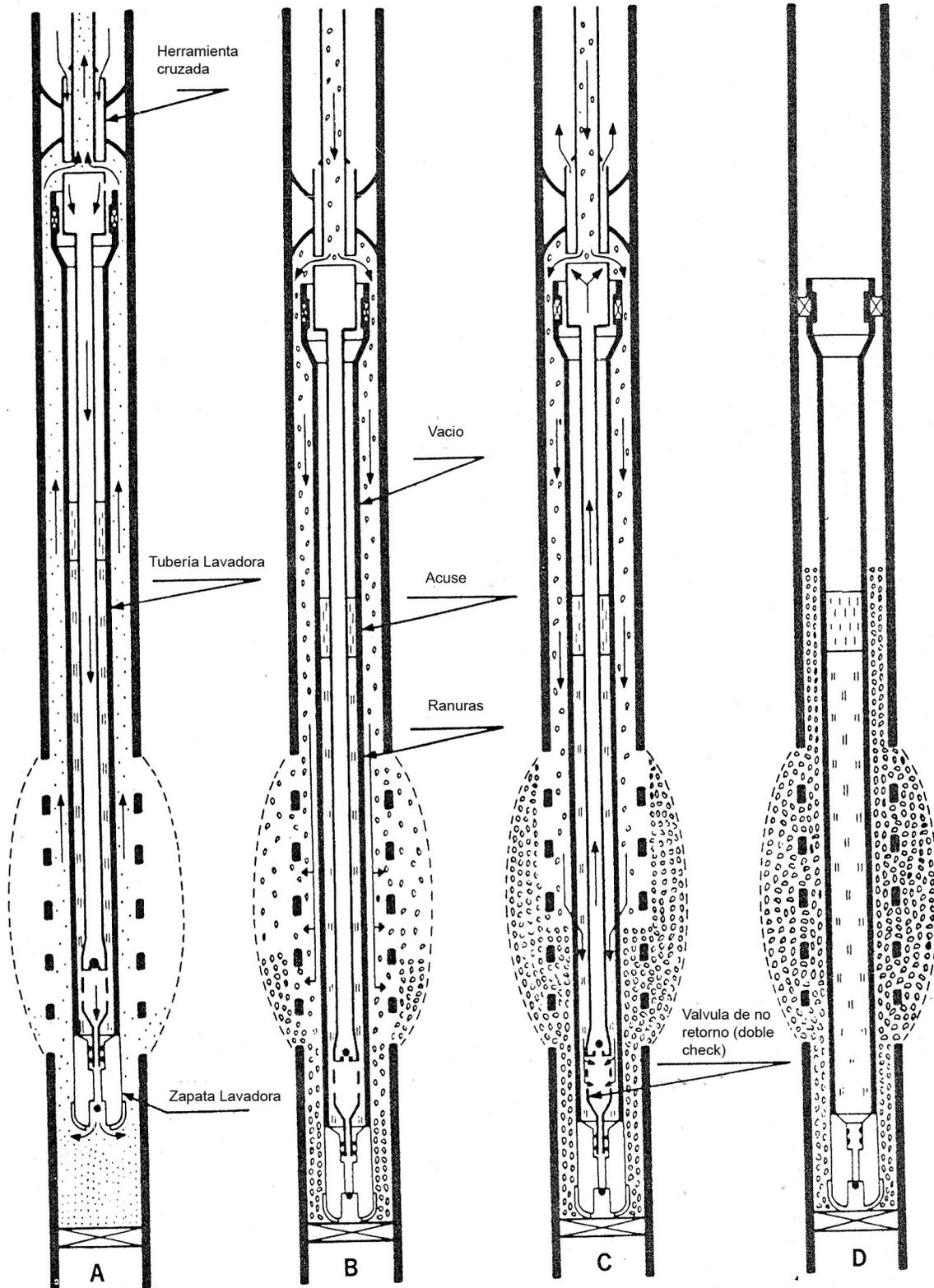


Figura 5.8 Segunda etapa de apriete del empacamiento en dos etapas

Un aceite limpiador (10-20 cp de viscosidad) Debe ser usado para proveer una capacidad de acarreo de la grava suficiente. Este método provee dos importantes ventajas:

1. Después de que la grava es colocada, no es necesario correr a través de la zona perforada otra vez un disparo o una conexión con la grava.
2. Los procedimientos mecánicos están simplificados, usando el método "Wikker Dikker" como se muestra en la Figura (5.9).

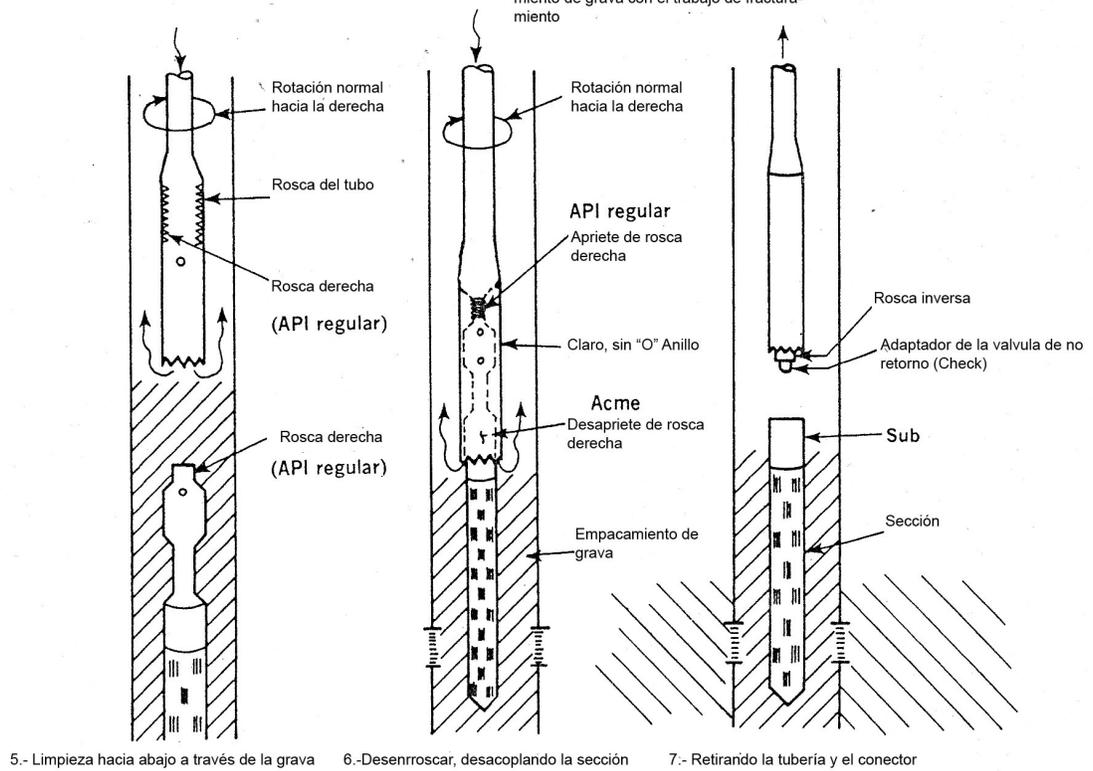
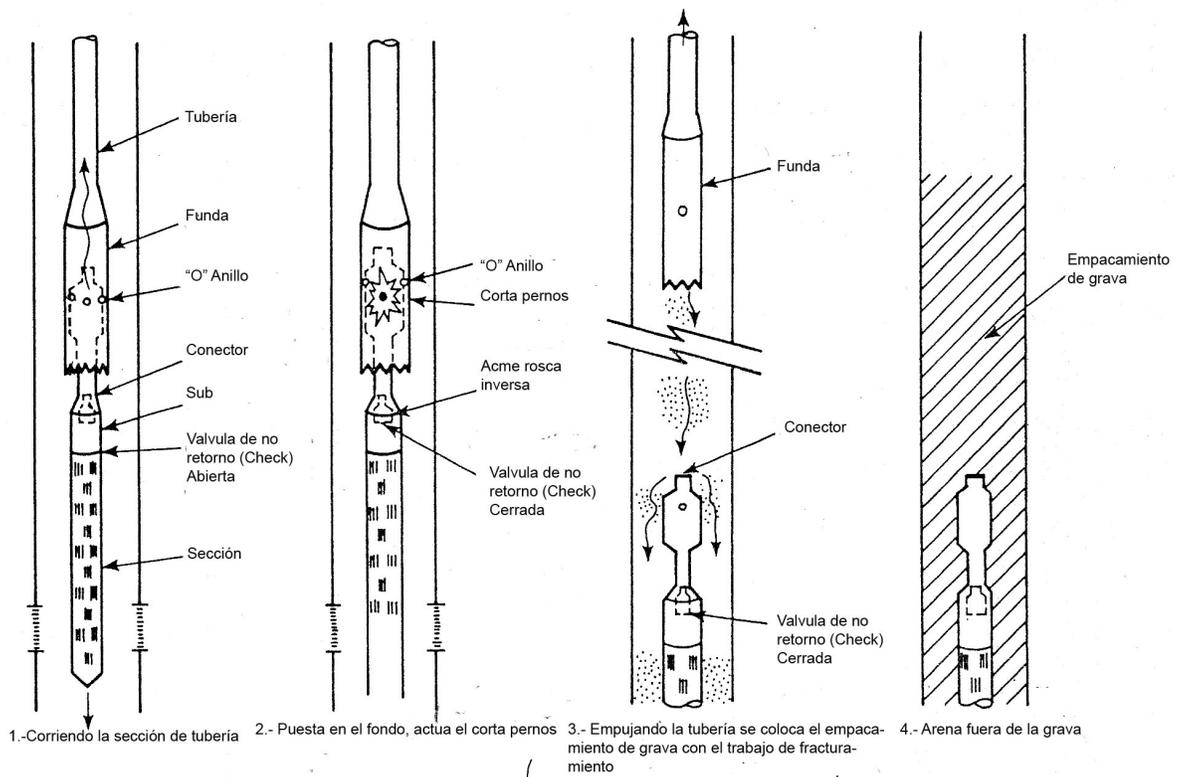


Figura 5.9 Técnica de colocación de grava "Wikker Dikker"

El método de empacamiento por presión, a través de perforaciones abiertas para llenar una posible cavidad por detrás de la tubería y el túnel perforado, usando un cruzamiento similar al mostrado en la Figura (5.10) Durante la colocación, los fluidos que acarrea la grava por debajo del espacio anular entre el interior de la tubería de revestimiento y el exterior de la herramienta perforada con la grava depositada y el movimiento del fluido a través de las ranuras colocadas en el fondo de la herramienta y respaldo a través de la tubería limpiadora. Periódicamente retorna el flujo en la tubería lavadora y es restringido, forzando al fluido a través de las perforaciones y dentro de la formación y por debajo del la presión de fractura, siendo optimistas acarrearán la grava en los túneles perforados. El empacamiento de grava a través de las perforaciones en pozos desviados es particularmente difícil, debido al acomodo en el lado de bajo del espacio anular. Las concentraciones de grava en el lado de arriba pueden ser removidas totalmente.

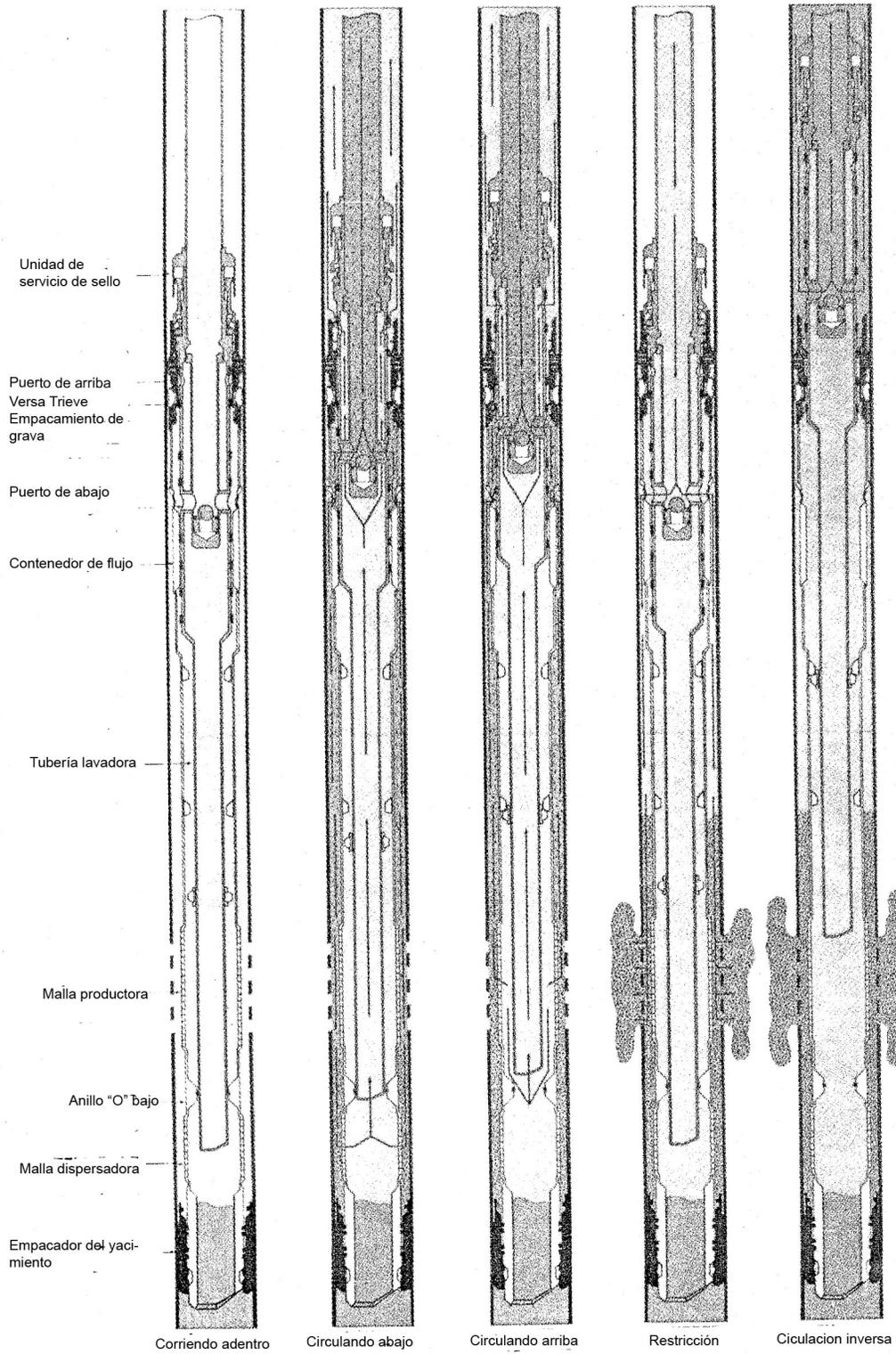


Figura 5.10 Técnica de empacamiento interno en tubería

El fluido acarreador ideal debe tener estas propiedades:

1. Un alto índice de escurrimiento a la formación
2. Una adecuada suspensión de las partículas para reducir la precipitación prematura en el pozo.

Estudios demostraron que el asentamiento está influenciado por: La viscosidad del fluido, la densidad de este, la densidad de las partículas, concentración de las partículas. La tabla 5-3 muestra la relación entre la densidad del fluido, la densidad de las partículas y el índice de asentamiento. La relación ideal para que la partícula sea transportada por el fluido. $\frac{D_p}{D_c}$ es del rango de 1.05 a 1.8

Relaciones muy bajas provocan que las partículas se queden la parte de arriba del pozo, de otro modo densidades de fluido altas, pueden reducir el índice de asentamiento, en muchas ocasiones columnas, largas de una densidad alta, pueden ocasionar problemas de fracturamiento a la formación y pérdida del fluido. En pozos altamente desviados la mejor solución al problema de asentamiento de las partículas es el usar empacamientos de grava de baja densidad, en el rango de 1.5 a 1.8 $\frac{\text{gr}}{\text{cm}^3}$

Tabla 5-3

Densidad del fluido (lb/gal)	Densidad de la partícula $\frac{\text{gr}}{\text{cm}^3}$	Rango de posicionamiento (pie/hr)
8.4	1.05	152
8.4	1.68	621
8.4	2.65	1,136
12.6	1.05	0
12.6	1.68	212
12.6	2.65	659
20.1	1.05	0
20.1	1.68	0
20.1	2.65	27

5.1.3.3 Técnica de Empacamiento de Grava a Pozo Abierto

Debido a que una gran área está expuesta al flujo de los fluidos producidos, la técnica de empacamiento a pozo abierto, tiene un inherente margen de error, como la pérdida del fluido lavador, grava ligeramente más grande. La sección del pozo debe ser agrandada de 4 a 6 pulgadas (10 a 16 cm) de diámetro para proveer el espesor necesario para la grava y remover los recortes y el enjarre de las paredes del pozo. Los fluidos para agrandar el pozo deben ser completamente lavados. La técnica de equipamiento y posicionamiento es similar a la que va por dentro de la tubería de revestimiento usando el método de circulación inversa cruzada, como se muestra en la Figura (5.8). El ensamblado debe estar centrado y el empacamiento debe ser usado. Un registro Caliper nos da el monto estimado de grava necesaria. Un registro sónico es a veces útil para detectar secciones abiertas del empacamiento. Operaciones de empacamientos largos en pozos altamente desviados, puede reportar numerosas fallas, debido a la incapacidad de llenar el espacio anular con grava. Estudios de laboratorio realizados por Maly muestran que el problema comienza con un ángulo de desviación del 60° de la vertical. Aparentemente la grava se aglomera cerca de la cumbre de la sección del pozo abierto, creando un enlace para prevenir que se mueva hacia abajo. Este problema se puede resolver:

1. Usando una serie de pantallas dentro de la sección de la tubería con ranuras para dirigir la mayor parte el flujo del fluido a la sección anular, incrementando así la fuerza de arrastre que mueve a la grava hacia el fondo.
2. Usando fluidos de colocación de alta viscosidad, que suspendan a la grava e incrementen a la fuerza de arrastre, moviendo a la grava de la cima al fondo.
3. Usando un tamaño apropiado de tubería lavadora, para incrementar la resistencia al flujo en el tramo de tubería lavadora y el espacio anular.

5.1.3.4 Uso de un Cedazo o Tramo de Tubería Sin Grava

Para bajos índices de producción por pie de sección, usando los tamaños apropiados de mallas o de tubería perforada, puede ser una opción de bajo costo para controlar la arena. Con arena no uniforme en su distribución de tamaño ($C > 5$) lo que rige es un puente de Coberly. El tamaño de la ranura debe ser el doble del tamaño del 10 percentil de la arena. Con arenas de distribución de tamaño uniforme ($C > 3$) el ancho de las ranuras no debe ser mayor al 10 percentil de la arena. En la sección de una malla o de una tubería perforada, sólo el tamaño de las ranuras debe ser determinado, dependiendo de las condiciones del pozo. La tubería con perforaciones es mas barata, pero la malla tejida de alambre permite el uso de endurecedores que la hacen más resistente a la corrosión. La malla colocada dentro de la tubería de revestimiento reduce generalmente la productividad ya que la arena fina se mete por las ranuras y llena el espacio anular entre la malla y la tubería de revestimiento. Usar el mayor diámetro posible es una buena práctica. En pozos sin revestir (agujero abierto) la malla debe tener el mayor tamaño posible para prevenir cavidades o laminaciones, ya que el agrandamiento del diámetro del pozo no es deseable. El efecto del fluido de terminación no debe ser exagerado. Los fluidos limpiadores son la clave del proceso. Un fluido sin sólidos debe ser usado para perforar pozos sin revestimiento así como para perforar en pozos terminados ya revestidos. Usar una tubería lavadora permite lavar por fuera de la malla, pero puede no ser tan efectiva para remover el enjarre de perforaciones o pozos sin recubrir. La producción debe ser iniciada lentamente, particularmente en mallas que están dentro de la tubería de revestimiento para reducir la erosión, hasta que un enlace de arena estable sea formado.

5.1.4 Métodos de Control de Arenas Por Resinas de Consolidación

5.1.4.1 Teoría de la Resina de Consolidación

El objetivo básico en la resina de consolidación de arena, es el incrementar la fuerza de la formación arenosa alrededor del pozo (radio de drene) para que los granos de arena no sean sacados por las fuerzas de arrastre que provocan los fluidos. La consolidación de la arena está acompañada por la precipitación de la resina uniformemente distribuida en la arena cercana al pozo. La resina atrapa los granos de arena endureciéndose para formar una masa consolidada, teniendo una fuerza compresiva superior a los $3,000 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$. La permeabilidad al aceite se reduce

debido a que la resina ocupa una porción del espacio original de poros y a que la superficie de la resina es mojada por el aceite. Con la esperanza de que la fuerza de consolidación de la formación se incremente lo suficiente para prevenir la producción de arena, aunque la fuerza de arrastre hacia abajo sea incrementada a un índice de producción dado.

5.1.4.2 Ventajas de las Resinas de Consolidación

- Deseable para la aplicación a través de la tubería.
- Aplicable a tuberías de diámetro pequeño.
- Salida a pozo completamente abierto.
- Deseable para pozos con varios intervalos productores.
- Puede ser aplicada en pozos con presión anormal.
- Trabaja bien en pozos cuyas arenas finas dificulten el control con empacamiento de grava.

Los problemas son múltiples ya que el problema básico es el incremento en la fuerza de la formación, la cual debe ser uniforme a través de la zona de terminación, sin una excesiva reducción en la permeabilidad. La cobertura uniforme para cada caso es un requerimiento crítico, el tiempo para la operación es limitado, muchos materiales son tóxicos, altamente inflamables además de

caros.

5.1.4.3 Dos Tipos de Resinas de Consolidación

La fase de separación de sistemas consiste en un 15% a 25% de resina activa que tiene la propiedad de atraer los granos en los puntos de contacto endureciendo la consolidación. El material remanente rellena la porción central del espacio poroso, asegurando que la permeabilidad es retenida. Un agente curador o catalizador es agregado a la superficie con la cantidad adecuada, dependiendo de la temperatura de formación, un muy buen control en el desplazamiento es necesario para colocarla a través de las perforaciones, pero sin sobre-desplazar.

En el sistema de sobrellenado La solución con resina contiene un alto porcentaje de material activo, así en el paso inicial, la resina activa ocupa más espacio poroso, la permeabilidad debe ser establecida por desplazamiento delante de la formación, pero con una saturación de resina residual. Esto con la apropiada mojabilidad remanente en los contactos de los granos de arena. El agente curador es usualmente contenido en el fluido inundador, pero puede ser agregado a la solución de resina inicial. El control exacto en el desplazamiento no es necesario, pero todas las secciones que no serán sobre-inundadas deben ser aisladas, cuando la producción de arena ha creado una cavidad esta debe ser rellena con 40-60 o 20-40 de arena cernida después de que cada sistema básico de resina ha sido usado.

Sistema de resina con empacamiento de arena.

Para pozos que han producido (o donde una cavidad pudo haber sido creada por el fluido lavador, la inyección de resina con empacamiento de arena puede ser útil en la presente forma: el sistema se parece más a un empacamiento con grava, el tamaño de la grava para el control de la formación de arena es cubierta con una resina en la superficie e inyectada a las cavidades por debajo de la presión de fractura. En un sistema de catalizador externo, la arena remanente en la tubería es lavada con aceite y la resina que cubre a la arena remanente en las perforaciones y la cavidad es consolidada inyectando el catalizador. Con un sistema de catalizador interno, la resina que cubre a la arena es agregado al tiempo del

consolidado, el cual es perforado fuera de la tubería, no son necesarios la tubería perforada o la malla pero a veces son usados como un dispositivo suplementario de control.

Técnicas de puesta en marcha.

Existen varios sistemas de resinas, con muchas mejoras desde que se inventaron, pero la puesta en marcha y la supervisión del trabajo son mas importantes que un sistema de resinas específico.

Preparación del pozo:

Un buen trabajo de cementación primaria es muy importante. Si existe posibilidad de que el lodo llene canales o que algo de fluido se haya perdido en una zona de baja presión, el trabajo de cementación debe estar completo. Perforando algunos agujeros por encima y por debajo de esas cavidades, para que se consoliden, circulando fluido entre esas perforaciones, usando un fluido con poca perdida de circulación que apriete la cementación. El pozo a ser perforado debe estar limpio, sin fluidos. Las zonas con esquisto no deben ser perforadas, la densidad en la perforación de los agujeros de la tubería es importante, cuatro agujeros por pie deben ser usados para mejorar la distribución de la resina y reducir las fuerzas hacia abajo, La longitud de la zona perforada debe ser corta, 10 pies (3 m) a lo sumo deben ser tratados en una etapa (La aplicación de la técnica de empacamiento de arena con resina se puede aplicar a zonas de 40 a 50 pies (12 a 15 m)) Cualquier recorte debe ser pegado en el lugar con resina. La técnica de inundación inversa es parecida a un incremento a la relación donde la perforación termina con una presión diferencial a la formación. El sistema de fluidos debe ser especialmente limpio. Los tanques que se empleen deben estar limpios, el sistema de filtros debe ser usado con filtros de 2 micrones. Las tuberías empleadas deben ser limpiadas, uno de los métodos para remover el óxido es el circular HCl (Ácido clorhídrico). Los tanques que se empleen deben tener un recubrimiento de resina o ser de acero inoxidable y deben ser usados exclusivamente para este trabajo. El trabajo de la salmuera sobre el fluido es usualmente satisfactorio (1% KCl). Una salmuera densa ($9.5 \frac{\text{lb}}{\text{gal}}$) es colocada por debajo del intervalo a intervenir y una

salmuera ligera o Diesel es colocada arriba del intervalo para prevenir una mezcla de la resina (Densidad de $8.8 \frac{\text{lb}}{\text{gal}}$) durante el desplazamiento. Fluidos que contengan almidón no deben ser usados con alcohol isopropílico, ya que crea un precipitado que no es soluble. El alcohol isopropílico puede precipitar sal si existen altas concentraciones de salmuera. En arenas sucias un tratamiento estimulador de preinundación para incrementar la permeabilidad puede ser necesario para dar uniformidad y proveer los medios para una buena consolidación. El tratamiento con HCl-HF, el HCl puede ser suficiente en arenas limpias para limpiar los derrumbes. El Hidróxido de aluminio puede ser usado para atrapar partículas de arcilla.

Preinundación: El objetivo de pre-inundar es remover del yacimiento los fluidos que puedan contaminar a la resina, el agua es particularmente mala con las resinas epoxicas y el aceite que moja la superficie de los granos de arena puede formar un recubrimiento continuo. El tipo de preinundación usado depende del sistema de resina.

5.1.5 Resumen de los Métodos de Control de Arenas

Reducción de las fuerzas de arrastre: El índice de flujo por unidad de área es aplicable y primero debe ser tomado en cuenta. Es posible un incremento por unidad de flujo, una buena terminación en el pozo es muy importante.

Empacamiento de grava: Este método ofrece el único control de arenas práctico para largos intervalos, el empacamiento con grava puede ser muy practico para intervalos cortos, con trabajos de rehabilitación puede emplearse en varios intervalos, en pozos con diámetros reducidos y con presiones anormales. El empacamiento con pozo descubierto debe ser usado en terminaciones simples, donde el agua o el gas cierran u otro cambio en el intervalo terminado no es anticipado. El empacamiento con grava dentro de la tubería de revestimiento restringe la productividad, pero la productividad puede ser maximizada por un número considerable de perforaciones limpias y una colocación efectiva de la grava.

Consolidación con resinas: Este es usado en pequeñas zonas donde por una razón u otra, el empacamiento con grava no puede ser usado, algunas de la aplicaciones son: diámetro reducido de la tubería, doble terminación, locaciones costa afuera, donde la tubería no esta disponible y formaciones con presiones anormales.

Empaquetamiento con resina: Tiene las mismas ventajas y desventajas que el empaquetamiento de grava por el interior de la tubería de revestimiento.

VI. CONCLUSIONES

A partir de la investigación se concluye:

El flujo de fluidos en los yacimientos de arenas presentan comportamientos que se aproximan mucho a la ecuación expresada por Henry Darcy

El factor de recuperación en la etapa primaria va del 20 hasta el 40% mientras exista una permeabilidad superior a 300 md y una porosidad del 6 al 15%

La predicción del comportamiento de los yacimientos puede expresarse tanto en su forma general como en forma de línea recta (Havlena y Odeh) o en la forma de Taylor.

Los yacimientos de aceite en arenas pueden ser saturados o bajosaturados.

Debido a la génesis de la arena, pueden existir varios intervalos productores, aunque estos pueden ser de espesores pequeños.

Las formaciones que contienen los hidrocarburos pueden ser deleznable.

Debido a las características de este tipo de yacimientos, en su producción presentan una problemática muy particular, que es la producción de sólidos (arenamiento) los cuales pueden obstruir los conductos cercanos al intervalo productor, por lo que hay que tener especial cuidado ya que estos sólidos también pueden dañar la tubería de producción y los equipos superficiales. Se recomiendan varias técnicas para su control.

El aceite contenido en estos yacimientos es producto del fenómeno de migración; esto es que el aceite no se originó en el lugar que lo contiene y por diversos mecanismos se movió hasta el lugar en donde está ahora.

En México existen estos tipos de yacimientos en el Sur

El factor de recuperación en estos campos es:

Macuspana: 7.3%

Nanchital: 24.4%

Santuario: 21.2%

Promedio del activo 5 Presidentes: 16%

Aunque estos yacimientos no son tan grandes como los yacimientos en rocas calcáreas o carbonatadas, vale la pena su estudio ya que el petróleo ésta cada vez más escaso y es necesario reponer las reservas que se han producido.

BIBLIOGRAFÍA

McCain Jr William W. "The properties of Petroleum Fluids" Tulsa Oklahoma 1990.
Edit Pennwell Publishing Company pag. 46-128

Press Frank, Siever Raymond "Earth" 4ª ed. 1986. EUA Edit. W.H Freeman and
Company pag.301-314

.Pettijhon F.J "Sedimentary Rocks" Edit. Harper & Brothers pag. 283-339

Tesis de licenciatura "Tamaños de grano y de poros en rocas acumuladoras de
hidrocarburos" Montero Núñez Salvador y Rojas González Jorge, asesor Villamar
Vigueras Manuel Abril 2009

Tesis de licenciatura "Petrofísica en la Caracterización de Yacimientos Petroleros"
Martínez Cruz Carlos y Rodríguez Partida Arturo, asesor Villamar Vigueras Manuel
Abril 2009

Thomas O. Allen and Alan P. Roberts "Production Operations" Vol. 2 3ª ed. 1989
Tulsa Oklahoma. Edit. Oil & gas Consultants International Inc. pag. 37-65

Tesis de licenciatura "Conceptos Básicos del comportamiento de yacimientos"
Islas Castelán María Rufina, asesor Becerra Zepeda Mario, Junio 2006

Apuntes de clase. "Comportamiento de Yacimientos" Catedrático Ing. Becerra
Zepeda Mario. Facultad de Ingeniería U. N. A. M

Marcelo Hischfeldt "PC pump diseño básico y selección" Oil production
Apuntes de clase. "Geología de Yacimientos" Catedrático Ing. Ruiz Castellanos
Mario. Facultad de Ingeniería U. N. A. M

Apuntes de clase. "Geología de Explotación" Catedrático Ing. José Bernardo Martell Andrade. Facultad de Ingeniería U. N. A. M

Apuntes de clase. "Principios de Mecánica de Yacimientos" Catedrático M.I. Meza Meza Maximino. Facultad de Ingeniería U. N. A. M

Apuntes de clase. "Análisis de Muestras de Roca y Fluidos" Catedrático Ing. Manuel Juan Villamar Viguera. Facultad de Ingeniería U. N. A. M

Ing. Garaicoechea Petrirena Francisco, Ing. Bernal Huicoechea Cesar, Ing. López Ortiz Oscar "Transporte de hidrocarburos por ductos" Colegio de Ingenieros petroleros México D.F.1991.

Anuario estadístico de reservas petroleras 2010, Secretaria de Energía.
Factores de recuperación en México 2010, Comisión Nacional de Hidrocarburos.
Secretaría de Energía

Tarek Ahmed y McKinney "Advanced Reservoir Engineering" Edit. Elsevier Massachusetts 2005.

John Lee, Robert A. Wattenbargar "Gas Reservoir Engineering" Edit SPE Textbook Series 5 Vol. 5 EUA 1996