



# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

---

---

FACULTAD DE INGENIERÍA

CONCEPTOS BÁSICOS DEL COMPORTAMIENTO DE  
YACIMIENTOS

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

**INGENIERA PETROLERA**

P R E S E N T A:

MARÍA RUFINA ISLAS CASTELÁN

DIRECTOR DE TESIS: M. I. MARIO BECERRA ZEPEDA



MÉXICO D. F. CD. UNIVERSITARIA, JUNIO 2006



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

## *AGRADECIMIENTOS*

Agradezco a Dios el haberme permitido realizar parte de mis sueños.

Este trabajo se lo dedico con todo mi amor a mis padres, a los cuales agradezco su paciencia, su apoyo, todas las enseñanzas y valores inculcados, pero sobre todo por el amor que nos hace ser una familia muy unida. Son mi más grande tesoro.

Esta Tesis también esta dedicada a ustedes Esteban y Ramón. ¡Gracias! Por todo el cariño que me han dado, por el apoyo brindado en todo momento, por la paciencia que me han tenido y por todo lo que me han soportado y dado. Los quiero mucho.

Agradezco a Ma. Stephanie, a Diego Yojhansy y a Geovanny Antonio por permitirme seguir siendo niña a su lado y por todo el amor que me regalan. ¡Los adoro!

Gracias Rita y Sandra por apoyarme incondicionalmente cuando lo requerí. También son parte de este trabajo.

Soy afortunada al contar con amigos de toda la vida como: German Rodríguez, Raúl Canseco, Carmen Pérez, Ricardo Montoya, Amelia Castro, Alejandro Monzón y .... Gracias por haberme permitido entrar a su mundo.

Sean cuales sean las virtudes de este trabajo, se deben en gran parte a la dedicación, atención, labor y entrega que han tenido el *M. I. Mario Becerra Zepeda* y la *Lic. Irma Hinojosa Félix*. Agradezco profundamente cada una de sus enseñanzas así como el apoyo incondicional y toda la ayuda que me brindaron en la realización de este trabajo. Gracias por permitirme ser su amiga. Los admiro y los quiero

Mi admiración y respeto para cada uno de mis profesores por todas sus enseñanzas.

Agradezco a mis sinodales que tuvieron el gesto de leer, darle atención y tiempo a este trabajo para mejorarlo.

Al Ing. Manuel Villamar, el M. I. José Ángel Gómez y el Ing. Martín Carlos Velázquez por todos sus comentarios y criticas.

# ÍNDICE

<b>INTRODUCCIÓN</b>	1
<b>I MARCO TEÓRICO</b>	
I.I DEFINICIONES	3
I.II CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS Y LOS ACUÍFEROS	20
I.III CLASIFICACIÓN DE LAS RESERVAS	29
I.IV CONCEPTOS BÁSICOS DE LA INGENIERÍA DE YACIMIENTOS	32
I.V MÉTODOS VOLUMÉTRICOS PARA EL CÁLCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL	38
<b>II FUERZAS QUE INTERVIENEN EN EL MOVIMIENTO DE FLUIDOS Y FLUJO DE FLUIDOS HACIA LOS POZOS</b>	
II.I FUERZAS INVOLUCRADAS EN EL MOVIMIENTO DE FLUIDOS EN EL YACIMIENTO	57
II.II FLUJO DE FLUIDOS HACIA LOS POZOS	63
<b>III MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS EN EL YACIMIENTO</b>	
III.I EXPANSIÓN DE LA ROCA Y LOS LÍQUIDOS	85
III.II EMPUJE DE GAS DISUELTO LIBERADO	86
III.III EMPUJE POR GAS LIBRE (CASQUETE)	87
III.IV EMPUJE POR ENTRADA DE AGUA	90
III.V SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL	93
III.VI OTROS TIPOS DE EMPUJE, INCLUYENDO COMBINACIÓN DE MECANISMOS	94
<b>IV Aplicación de la ecuación de balance de materia en sus diferentes Formas</b>	
IV.I CONCEPTOS BÁSICOS DE BALANCE VOLUMÉTRICO DE FLUIDOS PRODUCIDOS DE UN YACIMIENTO	97
IV.II DESARROLLO DE LA ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIA	101
IV.III APLICACIONES DE LA ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIA PARA YACIMIENTOS	119

<b>V</b>	<b>Evaluación de la entrada de agua en los yacimientos</b>	
V.I	CLASIFICACIÓN DE LOS ACUÍFEROS	136
V.II	DETERMINACIÓN DE LA ENTRADA ACUMULATIVA DE AGUA EN EL YACIMIENTO	140
V.III	EVALUACIÓN DEL EMPUJE HIDRÁULICO	140
V.IV	DETERMINACIÓN DE LA ECUACIÓN QUE REPRESENTA LA ENTRADA DE AGUA EN EL YACIMIENTO	142
<b>VI</b>	<b>Predicción del comportamiento de producción</b>	
VI.I	PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE BALANCE DE MATERIA PARA YACIMIENTOS	155
	<b>Conclusiones</b>	193
	<b>Apéndice</b>	195
	<b>Bibliografía</b>	

## INTRODUCCIÓN

El objetivo de este trabajo es que sea una herramienta útil para todos los alumnos que consulten este texto.

La idea de la realización de este trabajo ha nacido a partir de los cambios de planes de estudio de la carrera de Ingeniería Petrolera, el anterior plan de estudios experimentó diversas modificaciones como una respuesta de la necesidad de formar profesionales de alto nivel en esta área.

Este trabajo se enfoca principalmente al contenido de las asignaturas de Principios de Mecánica de Yacimientos y de Comportamiento de Yacimientos, materias que se contemplan en el plan anterior. El nuevo plan de estudios que se ha puesto en marcha a partir del semestre 2006-1 conjunta ambas materias en una sola asignatura llamada Comportamiento de Yacimientos, cuando se revisaron los planes de estudio se concluyó que era conveniente formar una sola materia con lo cual se mejorará la eficiencia del aprendizaje por parte del alumno, dado que no habría la necesidad de repetir temas o conceptos vistos en la primer asignatura. Por otro lado, se concluyó la conveniencia de que esos conceptos básicos fueran fundamentados y establecidos en forma integral llevándolos hasta el comportamiento de los yacimientos en su etapa primaria de explotación.

Al realizar cada tema expuesto, se ha tenido el cuidado de dar un seguimiento coherente sin perder de vista los objetivos y temas del programa de la materia de Comportamiento de Yacimientos.

El presente trabajo se ha realizado con la intención de facilitar al alumno el razonamiento de los conceptos y definiciones, por lo que se han buscado textos donde los autores hacen un manejo más explícito de la información que se ha requerido para la elaboración de este trabajo. En algunos casos se citan ejemplos para facilitar la explicación de los pasos que se tienen que seguir para llegar a la solución de los problemas, el trabajo se realizó a partir de la necesidad de tener un texto que permita conocer las definiciones y conceptos, en una forma clara, sencilla y objetiva, donde se describe paso a paso los procedimientos que se tienen que realizar para obtener una ecuación general o para llegar a las soluciones de los problemas que se presenten. El mismo tratamiento ha recibido cada una de las figuras que se exponen, ya que se han sufrido pequeñas modificaciones de cómo eran originalmente, con la finalidad de ampliar la visión de los conceptos expuestos.

Es importante mencionar que a pesar de que en la actualidad se cuenta con tecnología de punta dentro de la industria petrolera, no se deben de hacer a un lado los métodos que se han aplicado durante años, en este trabajo se muestran los métodos tradicionales, un claro ejemplo es al establecer métodos básicos para la determinación del volumen original de hidrocarburos, partiendo de los métodos volumétricos, los cuales toman gran importancia en los yacimientos recién descubiertos, a pesar de que los cálculos obtenidos no sean de gran precisión, aportan resultados de gran utilidad ya que sirven para la toma de decisiones de la planeación del desarrollo de ese nuevo yacimiento. El esperar a explotar el yacimiento más tiempo para aplicar otras técnicas de cálculo (Ecuación de Balance de Materia) podría generar un alto costo de oportunidad por no haber invertido a tiempo en la infraestructura requerida, la cual dependerá de los volúmenes de hidrocarburos que se estimen producir.

A pesar de contar con los simuladores más modernos que nos permiten conocer el volumen de hidrocarburos contenidos en un yacimiento y que facilitan la solución de problemas en la ingeniería de yacimientos, sigue siendo fundamental para el ingeniero petrolero saber desarrollar y aplicar la ecuación de balance de materia en sus diferentes formas, ya que dependiendo de la cantidad de datos y del tipo de información con la que se cuente, el ingeniero de yacimientos decidirá que método aplicara para la obtención de resultados más confiables.

## CAPITULO I

# MARCO TEÓRICO

El propósito de este capítulo es presentar el significado de los términos empleados, la variación de los yacimientos con respecto a los diferentes factores que lo integran, exponer métodos para el cálculo del volumen de hidrocarburos, a fin de conocer mejor el funcionamiento del yacimiento y a la vez la recuperación de petróleo y gas. La clasificación de los yacimientos se basa en las variaciones de la mineralogía de las rocas de acumulación. Estas variaciones tienen a la vez, un efecto importante en el mecanismo del funcionamiento durante la vida del yacimiento, por lo que es importante que el *ingeniero petrolero* conozca las propiedades de las rocas, así como también las características químicas y físicas de los fluidos del yacimiento; además es necesario que el ingeniero petrolero pueda entender y pronosticar el funcionamiento de la fase fluida en el yacimiento, las predicciones sobre el funcionamiento del yacimiento requiere de un conocimiento fidedigno de la cantidad original del petróleo que se encuentra en el yacimiento.

### I.1 DEFINICIONES

El propósito de la *Ingeniería de Yacimientos* es establecer un proyecto de desarrollo que optimice la recuperación de los hidrocarburos, es por tal motivo que se debe de conocer el funcionamiento de cada una de las partes que integran a un yacimiento de hidrocarburos, así como sus propiedades, conceptos, diferencias y métodos existentes, al mismo tiempo es sumamente importante considerar la parte económica, la parte de seguridad y protección ambiental para pronosticar satisfactoriamente el comportamiento del yacimiento.

### YACIMIENTO

Se entiende por yacimiento a la porción de una trampa geológica que contiene hidrocarburos, la cual se comporta como un sistema intercomunicado hidráulicamente. Los hidrocarburos ocupan los poros o los huecos de la roca almacenadora y están a presión y temperatura elevada, como consecuencia de la profundidad a que se encuentra localizado el yacimiento.

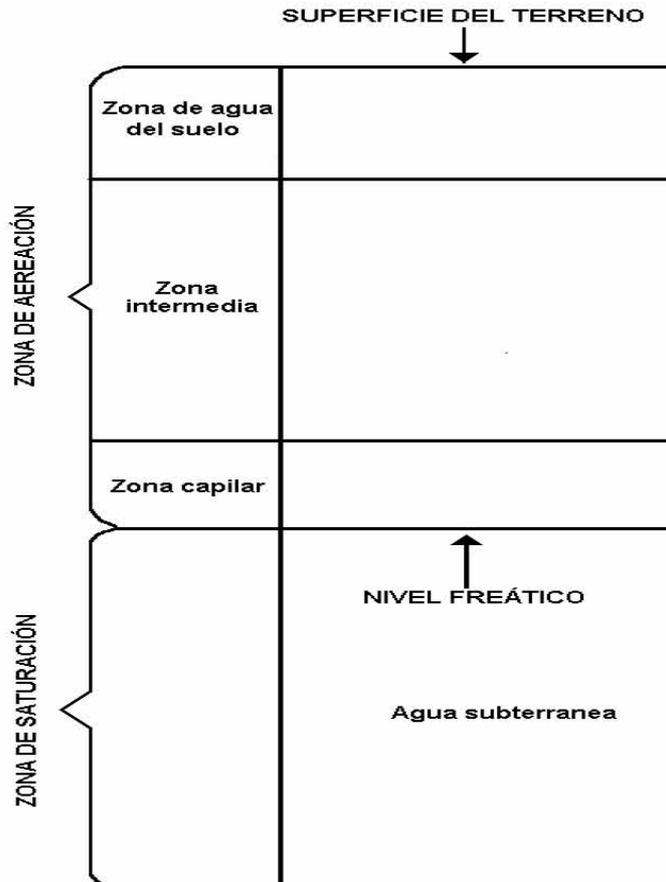
### ACUÍFERO

En el subsuelo el agua se encuentra distribuida en dos grandes zonas: la de areación y la de saturación como se muestra en la figura 1.

La zona de saturación tiene como límite superior al nivel freático o superficie freática, la cual es definida por el agua que se encuentra a la presión atmosférica. Todos los estratos situados abajo del nivel freático se encuentran totalmente saturados. Se llaman *acuíferos* a aquellos estratos, dentro de esta zona, que pueden proporcionar agua en una cantidad aprovechable. Desde luego, el término acuífero es muy relativo, pues depende de las condiciones existentes en cada zona: en una zona árida donde

sea difícil la obtención de agua subterránea, una formación que proporcione unos cuantos litros por segundo puede considerarse un acuífero.

Quizá los acuíferos más efectivos sean las arenas y la grava sin consolidar, la arenisca y algunas calizas, mientras que las arcillas, las lutitas y la mayoría de las rocas metamórficas y las rocas ígneas cristalinas son generalmente acuíferos pobres.



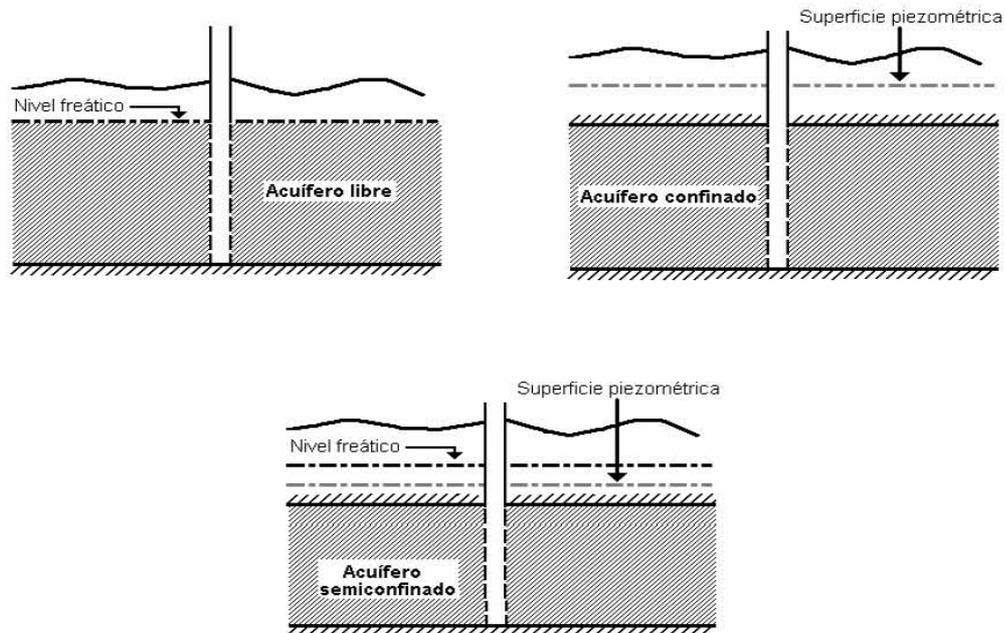
**Figura 1.** Distribución de agua en el subsuelo

**ACUÍFERO LIMITADO:** En un acuífero limitado las formaciones que se encuentran en la parte superior e inferior de éste, son formaciones relativamente impermeables, que sólo contienen agua a una presión mayor que la atmosférica y se le da el nombre de *acuíferos confinados*.

**ACUÍFERO SEMICONFINADO:** Si un acuífero está limitado por formaciones a través de las cuales puede recibir o ceder volúmenes significativos (comparables con los que circulan por el acuífero), se le llama *acuífero semiconfinado* o *leaky*.

**ACUÍFERO LIBRE:** Cuando un acuífero tiene como límite superior el nivel freático, se le da el nombre de *acuífero libre* o *freático*. Los acuíferos confinados y semiconfinados pueden transformarse en libres, cuando la superficie piezométrica desciende bajo el techo del acuífero.

**SUPERFICIE PIEZOMÉTRICA:** Los pozos que penetran en acuíferos confinados o semiconfinados, el nivel de agua asciende arriba del *techo* del acuífero, alcanzando, en ocasiones, la superficie del terreno. La superficie imaginaria definida por los niveles del agua en los pozos que penetran este tipo de acuíferos, recibe el nombre de *superficie piezométrica*, sus variaciones corresponden a cambios en la presión del agua del acuífero y puede encontrarse en un punto dado, ya sea arriba o abajo del nivel freático.



**Figura 2.** Representación de los diferentes tipos de acuíferos

### POROSIDAD ( $\phi$ )

Es uno de los parámetros de la roca más importantes. Esto es debido a que da una idea de la capacidad de almacenamiento que puede tener la roca para contener hidrocarburos.

La porosidad es un espacio disponible en la roca, sirviendo como receptáculo para los fluidos presentes en ella, por lo tanto la porosidad se puede definir como la relación del espacio vacío en la roca con respecto al volumen total de ella. Esto es que un volumen de roca, está formado por un volumen de huecos o poros y un volumen de sólidos; matemáticamente se expresa como:

$$V_r = V_p + V_s \quad (1-1)$$

por lo que:

$V_r$  = Volumen de roca.

$V_p$  = Volumen de poros.

$V_s$  = Volumen de sólidos.

Si el volumen de poros se relaciona al volumen de roca, se obtiene la porosidad, y ésta se representa en fracción o en por ciento:

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

o bien:

$$\phi = \frac{V_p}{V_p + V_s} \quad (1-3)$$

### SATURACIÓN

La saturación de fluidos es otra propiedad importante en la Ingeniería de Yacimientos, dado que es un parámetro necesario para determinar la cantidad de hidrocarburos contenidos en la roca. Por ello es necesario conocer los tipos y las cantidades de los fluidos que contiene el yacimiento, sean éstos: aceite, gas y agua.

La saturación es el volumen de un fluido que se encuentra adentro de los huecos de una roca, en relación con el volumen total de huecos o volumen de la roca almacenadora y se expresa en porcentaje o fracción, matemáticamente se representa de la siguiente forma:

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \quad (1-4)$$

donde:

$S_f$  = Saturación del fluido.

$V_f$  = Volumen del fluido.

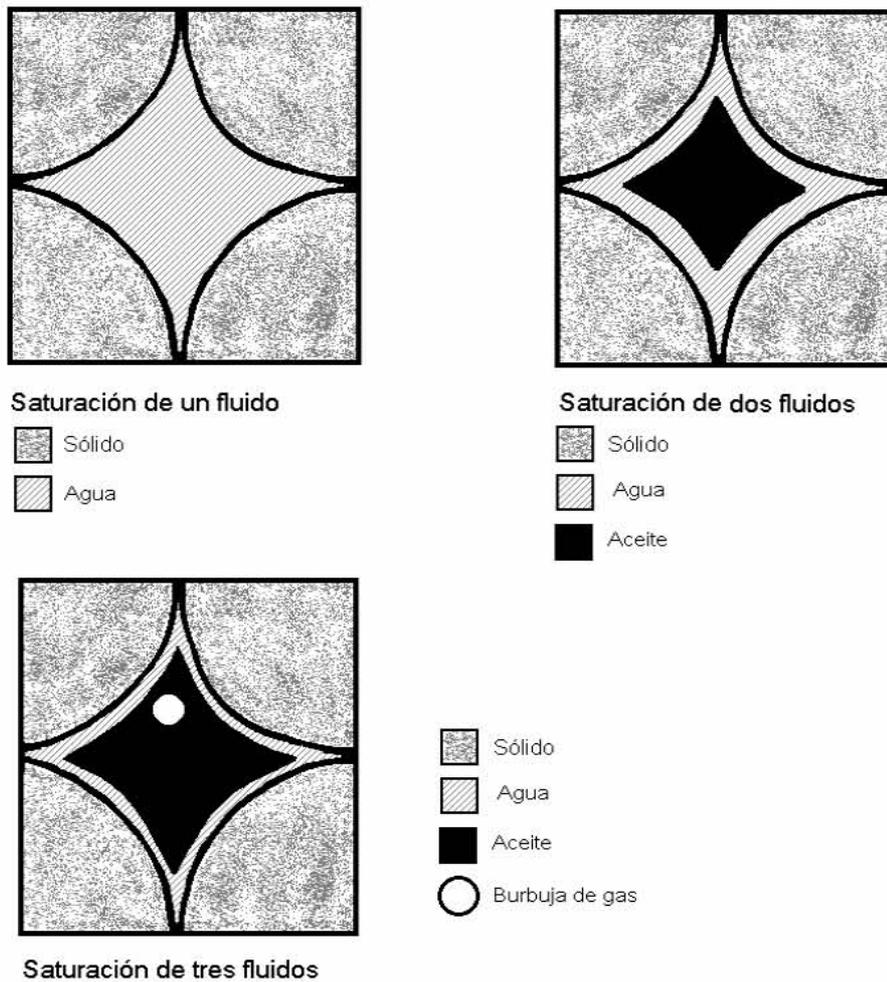
Generalmente, en casi todas las formaciones productoras de hidrocarburos, en un principio, los espacios porosos estuvieron llenos de *agua connata* (nacido al mismo tiempo), son las aguas que quedaron atrapadas en los depósitos sedimentarios al tiempo de su formación y han permanecido en ellos desde entonces. Posteriormente, cuando se presentó la migración de los hidrocarburos, esta agua es desplazada por dichos hidrocarburos (aceite y gas), al quedar éstos entrapados en la roca almacenadora. Realmente, el agua no es desplazada totalmente por los hidrocarburos, ya que siempre queda algo de ella en la roca. Así, se tiene más de un fluido en el yacimiento. Refiriéndose a dos fluidos, por ejemplo agua y aceite, la saturación en conjunto siempre debe dar 1 ó 100% ( $S_w + S_o = 1.0$ ) y lo mismo para tres fluidos, la sumatoria de las tres saturaciones debe de dar la unidad o el 100% ( $\Sigma S = 1$ ). Si se tuviera un solo fluido en el medio poroso, entonces el volumen poroso será igual al volumen de fluido, esto es:

$$S_f = \frac{V_f @C.Y.}{V_p @C.Y.} = 1 \quad (1-5)$$

para lo cual:

$V_f @C.Y.$  = Volumen del fluido a condiciones de yacimiento.

$V_p @C.Y.$  = Volumen de poros a condiciones de yacimiento.



**Figura 3.** Representación de la saturación de los fluidos en el poro

Entonces, en una formación donde la saturación de agua es inferior al 100%, es decir que  $S_w < 1$ , y suponiendo que se tienen dos fluidos en el sistema (agua y aceite), implicaría una saturación de hidrocarburos igual a un 100% menos la saturación del agua contenida en el sistema ( $S_o = 1 - S_w$ ). Para un sistema de tres fluidos contenidos en el yacimiento, se expresaría de igual manera, añadiendo solamente el otro término, o sea la saturación del gas.

Así, se tiene que para los diferentes fluidos en el yacimiento, la saturación será:

$$S_o = \frac{V_o @C.Y.}{V_p @C.Y.} \quad (1-6)$$

$$S_g = \frac{V_g @C.Y.}{V_p @C.Y.} \quad (1-7)$$

$$S_w = \frac{V_w @C.Y.}{V_p @C.Y.} \quad (1-8)$$

tal que:

$$1 = S_o + S_g + S_w \quad (1-9)$$

por lo tanto:

$S_o$  = Saturación de aceite.

$V_o @C.Y.$  = Volumen de aceite a condiciones de yacimiento.

$S_g$  = Saturación de gas.

$V_g @C.Y.$  = Volumen de gas a condiciones de yacimiento.

$S_w$  = Saturación de agua.

$V_w @C.Y.$  = Volumen de agua a condiciones de yacimiento.

## PERMEABILIDAD

La permeabilidad es uno de los parámetros de las rocas que más frecuentemente se determinan, aunque es muy importante saber la cantidad de hidrocarburos que contiene el yacimiento, así como también es esencial saber la facilidad con la que fluirán a través del sistema poroso al pozo.

*LA PERMEABILIDAD (K):* Se puede definir como la facilidad que tiene una roca para permitir el paso de fluidos a través de ella. Así, el grado de permeabilidad de una roca estará definido de acuerdo con la facilidad que presente para el paso de fluidos por medio de ella.

El primero en estudiar este concepto fue Henry Darcy (1856) al investigar el flujo de agua a través de filtros de arena para la purificación de agua. Estableció una relación para el flujo de fluidos en un medio poroso y sus estudios fueron retomados, aplicándose en el desarrollo de varias industrias, como la petrolera.

Darcy experimentó con filtros de arena y encontró que el gasto a través del empaque de arena era proporcional a la carga hidrostática del fluido ( $\rho$ ,  $g$ ,  $h$ ), más una presión ( $P$ ) ejercida sobre la superficie libre del líquido, que causa el movimiento del fluido en una longitud ( $L$ ) dada, mediante una sección transversal de área ( $A$ ) perpendicular a la dirección de flujo donde esta área es un área aparente ya que considera todo y solo se fluye a través del espacio poroso. La constante de proporcionalidad ( $K$ ) es la permeabilidad.

La forma elemental de la ecuación de Darcy es:

$$q = -A \frac{K \Delta(P + \rho gh)}{L} \quad (1-10)$$

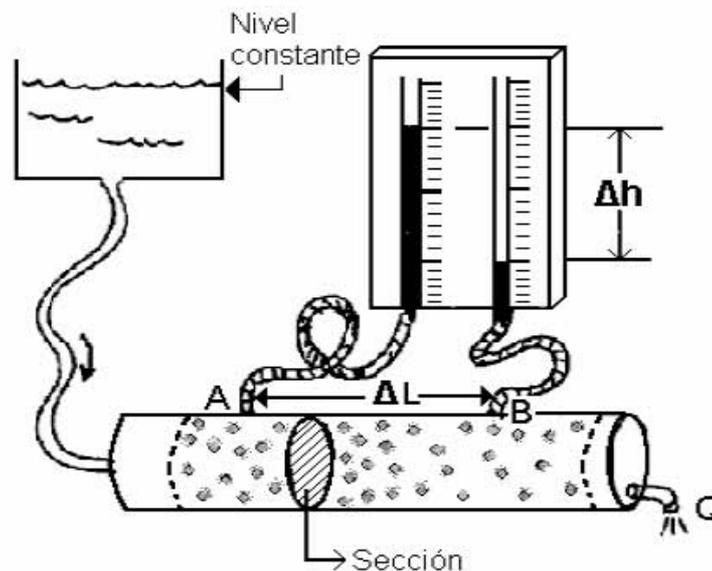
donde  $h$  es la altura medida sobre un nivel constante de referencia,  $\rho$  es la densidad del fluido y  $g$  es la aceleración de la gravedad. Darcy sólo consideró agua, no pudiendo así aplicarse de forma general a otros campos relacionados con el flujo de fluidos. Investigaciones posteriores ya consideran otros fluidos tomando en cuenta el efecto de la viscosidad ( $\mu$ ). Al introducir este término se observa que es inversamente proporcional al gasto del fluido. Por lo que la ecuación de Darcy adquiere una forma más general:

$$q = -A \frac{k}{\mu} \frac{\Delta(P + \rho gh)}{L} \quad (1-11)$$

Ahora, si  $L$  se mide en una cierta dirección y el ángulo de buzamiento con la horizontal es  $\alpha$ , entonces  $h=L(\text{sen}\alpha)$  y la ecuación queda de la siguiente manera:

$$q = -A \frac{k}{\mu} \left( \frac{\Delta p}{L} + \rho g \text{sen}\alpha \right) \quad (1-12)$$

donde  $\Delta p/L$  es el gradiente de presión en la dirección de flujo por lo que a  $\alpha$  se le considera positivo cuando el flujo es buzamiento arriba o negativo cuando es buzamiento abajo. En esta ecuación de flujo, la velocidad que se obtiene al dividir al gasto por el área, no es la velocidad real, es sólo aparente, ya que no toda la sección del área transversal está disponible para el flujo del fluido. Ahora si se quiere estimar la velocidad del flujo real en el medio poroso, se tendrá que dividir entre la porosidad.



**Figura 4.** Esquema del experimento de Darcy

---

### DENSIDAD ( $\rho$ )

La densidad de los fluidos producidos por el yacimiento, depende fundamentalmente de su composición.

La densidad se define como la masa por unidad de volumen de la sustancia a una temperatura específica.

$$\rho = \left( \frac{\text{Masa}}{\text{Volumen}} \right)_T \quad (1-13)$$

### VISCOSIDAD ( $\mu$ )

Es una magnitud física que mide la resistencia interna de un fluido que cambia su estado de movimiento, debido a la fricción de sus moléculas al deslizarse con respecto a otras.

### PROPIEDADES DE LA ROCA

Una roca sedimentaria constituye un yacimiento de hidrocarburos explotable comercialmente cuando presenta dos propiedades. La primera es la capacidad para acumular y almacenar fluidos definida como porosidad, y la segunda propiedad es la capacidad para permitir que se muevan los fluidos a través de ella y que es definida como permeabilidad.

Una vez que se ha definido el término de porosidad, es importante señalar que no todos los poros de una roca están siempre comunicados entre ellos, en ocasiones, algunos poros están aislados; por lo que la porosidad de la roca suele clasificarse en:

*POROSIDAD PRIMARIA:* Se refiere a aquella adquirida al tiempo de depósito y litificación del material, es decir, en la diagénesis. Esto es, a los espacios vacíos que quedan entre los granos y fragmentos minerales en la roca. A esta porosidad también se le conoce con los nombres de porosidad original, intergranular o de matriz.

*POROSIDAD SECUNDARIA:* Es aquella que adquiere la roca una vez que han actuado en ella ciertos procesos geológicos (mecánicos) o fenómenos químicos. Éstos pueden actuar por separado o en conjunto, asumiéndose que ha sido posterior a la litificación de la roca misma. También se le llega a llamar porosidad inducida.

*POROSIDAD ABSOLUTA ( $\phi_a$ ):* Es la relación entre el volumen total de poros (comunicados y no comunicados) y el volumen de roca, matemáticamente se expresa como:

$$\phi_a = \frac{V_{pc} + V_{pnc}}{V_r} \quad (1-14)$$

de tal manera que:

$\phi_a$  = Porosidad absoluta.

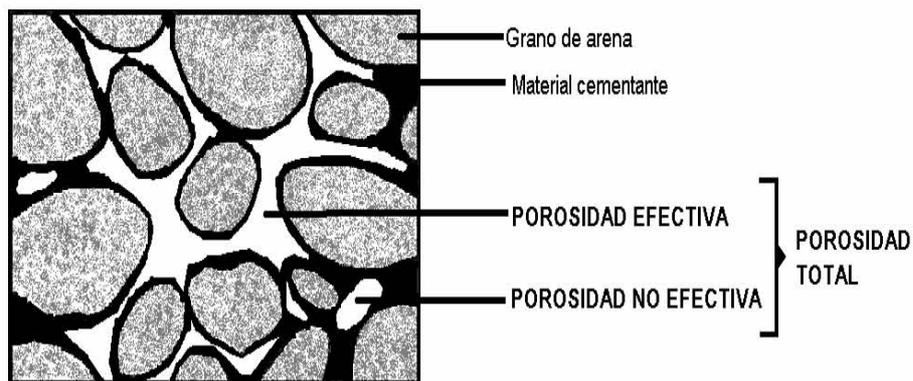
$V_r$  = Volumen de roca.

$V_{pc}$  = Volumen de poros comunicados.

$V_{pnc}$  = Volumen de poros no comunicados o aislados.

**POROSIDAD EFECTIVA ( $\phi_e$ ):** Se define como el porcentaje del espacio poroso interconectado con relación al volumen total de roca. Esta porosidad es la de interés para la industria petrolera y se expresa como:

$$\phi_e = \frac{V_{pc}}{V_r} \quad (1-15)$$



**Figura 5.** Porosidad total, efectiva y no efectiva

La permeabilidad ( $K$ ) como los otros parámetros vistos puede ser clasificada de acuerdo con el contenido de fluidos en la roca y también por la forma de flujo que se tiene.

**PERMEABILIDAD ABSOLUTA ( $K_a$ ):** Es aquella en la cual sólo se considera un fluido mojante presente en el medio poroso saturándolo al 100%. Esto es, si se tiene un solo fluido homogéneo en el medio poroso, entonces la permeabilidad que se tiene no variará considerando que el fluido no reaccione con el medio, esta propiedad es propia del sistema y será la misma, no importando el fluido, el fluido no debe reaccionar con la roca.

**PERMEABILIDAD EFECTIVA ( $K_e$ ):** Se considera que en el medio poroso se tiene presente más de un fluido, es decir, dos fases por lo menos en el sistema. Entonces se dice que la permeabilidad efectiva es la permeabilidad a un fluido en particular, ya sea este aceite, gas o agua. Se dice también que la permeabilidad efectiva a un fluido es la conductividad del medio poroso a éste, cuando existe una cierta saturación del medio, menor de 100%, de dicho fluido. Esta permeabilidad, no sólo depende de la roca, sino también de las cantidades y propiedades de los fluidos presentes en ella. Estas permeabilidades cambiarán en función de la variación de las saturaciones que tengan. Se ha encontrado que:  $0 \leq K_{ef} \leq K$ .

**PERMEABILIDAD RELATIVA ( $K_r$ ):** Es la relación de la permeabilidad efectiva de cualquier fluido (aceite, gas o agua) con respecto a la permeabilidad absoluta ( $K_r = K_{ef}/K_a$ ). Se expresa en fracción ya que nunca es mayor a uno ( $0 \leq K_r \leq 1$ ). Esta permeabilidad, en otras palabras, indica la facilidad de flujo de un fluido a través de la roca, en presencia de otro u otros fluidos comparados con la facilidad de flujo que se tendría si únicamente fluyera un fluido.

**COMPRESIBILIDAD DE LA FORMACIÓN ( $C_f$ ):** La presión geostática tiende a comprimir el yacimiento. Está balanceada por la resistencia de la roca y la presión de los fluidos en el espacio poroso. Al avanzar la producción de aceite y gas, la presión en el espacio poroso disminuye. En consecuencia el volumen de poros del yacimiento disminuye levemente. Se define como compresibilidad de la formación al cambio de volumen de poros, con respecto a la presión de los fluidos contenidos en dicho volumen de poros, matemáticamente se representa como:

$$C_f = -\frac{1}{V_p} \frac{\partial V_p}{\partial P} \quad (1-16)$$

de donde:

$C_f$  = Es la compresibilidad de la formación.

$V_p$  = Volumen de poros.

### PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

Las propiedades de los fluidos son parámetros que caracterizan a un fluido y lo hacen diferente de otro. En la industria petrolera los fluidos que se manejan son aceite, gas y agua.

**COMPOSICIÓN DEL FLUIDO:** La composición está referida a cada uno de los compuestos que forman la mezcla del fluido, desde los hidrocarburos como el metano, etano, propano, butano, etc. y los no hidrocarburos que son las impurezas tales como el nitrógeno, oxígeno, helio, bióxido de carbono, ácido sulfhídrico, etc.

**DENSIDAD DEL ACEITE ( $\rho_o$ ):** Es la relación de la masa de aceite más su gas disuelto entre su volumen. La densidad varía con la temperatura y presión.

$$\rho_o = \frac{\text{Masa}_{\text{aceite}} @C.Y.}{\text{Vol.}_{\text{aceite}} @C.Y.} = \frac{m(\text{aceite} + \text{gas dis.})}{V(\text{aceite} + \text{gas dis.})} \left[ \frac{\text{gr}}{\text{cm}^3} \right] \quad (1-17)$$

**DENSIDAD RELATIVA ( $\rho_r$ ):** La densidad relativa o gravedad específica de una sustancia es el cociente de la densidad de ésta con la densidad de otra sustancia que se usa como patrón.

El patrón debe de cumplir con las siguientes características, debe tener universalidad, debe ser abundante y barato.

Para el caso de los líquidos la sustancia que se utilizara como patrón es el agua, a 4°C y 1 atmósfera de presión y para los gases se utilizará el aire a las mismas condiciones.

$$\rho_{ro} = \frac{\rho_o}{\rho_{\text{patrón}}} \left[ \frac{ML^{-3}}{ML^{-3}} \right] [\text{adimensional}] \quad (1-18)$$

En la industria petrolera es muy común utilizar el término de grados **API** que es la escala utilizada por el "Instituto Americano del Petróleo" para expresar la gravedad específica de los aceites y se utiliza la ecuación siguiente:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\rho_r} - 131.5 \quad (1-19)$$

**VISCOSIDAD DEL ACEITE ( $\mu_o$ ):** La viscosidad es la propiedad de resistencia al esfuerzo cortante. Además, la viscosidad puede ser vista como la resistencia interna de un fluido a fluir y por lo tanto, depende en gran medida de la densidad y la composición. Usualmente el líquido pesado tiene una mayor viscosidad que un líquido ligero. La unidad de medida de la viscosidad  $\mu$  normalmente referida como viscosidad dinámica es el centipoise o poise.

$$\mu = \nu\rho; [\text{cp}] \quad (1-20)$$

por lo que:

$\mu$  = Es la viscosidad dinámica o absoluta.

$\nu$  = Viscosidad cinemática.

$\rho$  = Densidad del fluido.

**COMPRESIBILIDAD (C):** Es el cambio en volumen que experimenta un volumen unitario, cuando éste sufre un cambio de presión a una temperatura constante.

$$C = -\frac{1}{V} \left( \frac{\partial V}{\partial P} \right)_T ; \left[ \frac{1}{\text{Kg/cm}^2} \right] \quad (1-21)$$

**COMPRESIBILIDAD DEL GAS ( $C_g$ ):** Se define como el cambio de volumen del gas debido al cambio de presión a una temperatura constante. Recordando la ecuación de estado del gas ideal, tenemos:

$$PV = nzRT \quad (1-22)$$

para lo cual:

$n = m/M$ , es el número de veces que la masa característica  $M$  está contenida en la masa  $m$ .

$R$  = Constante universal para todos los gases.

$z$  = Factor de desviación del comportamiento ideal del gas.

Despejando  $V$  de la ecuación (1-22), se tiene la siguiente ecuación:

$$V = \frac{nzRT}{P} \quad (1-23)$$

En un proceso isotérmico, T es cte. n = cte y R = cte.  
Diferenciando:

$$\frac{\partial V}{\partial P} = \frac{1}{P}(nRT)\frac{\partial Z}{\partial P} - \frac{znRT}{\partial P^2} \quad (1-24)$$

Multiplicando el primer término del segundo miembro por  $\frac{Z}{Z}$ ,

$$\frac{\partial V}{\partial P} = \left(\frac{znRT}{P}\right)\frac{1}{Z}\frac{\partial Z}{\partial P} - \frac{znRT}{P}\left(\frac{1}{P}\right) \quad (1-25)$$

Como  $V = \frac{nzRT}{P}$ , se sustituye y se obtiene la siguiente ecuación:

$$\frac{\partial V}{\partial P} = \frac{V}{Z}\frac{\partial Z}{\partial P} - \frac{V}{P} \quad (1-26)$$

Se dividen ambos miembros entre (-V).

$$\frac{1}{-V}\left(\frac{\partial V}{\partial P}\right) = \left(-\frac{1}{V}\right)\left(\frac{V}{Z}\frac{\partial Z}{\partial P}\right) - \frac{V}{P}\left(-\frac{1}{V}\right) \quad (1-27)$$

Simplificando:

$$-\frac{1}{V}\frac{\partial V}{\partial P} = -\frac{1}{Z}\frac{\partial Z}{\partial P} + \frac{1}{P} \quad (1-28)$$

$$\text{Como } C_g = -\frac{1}{V}\frac{\partial V}{\partial P} \Rightarrow C_g = \frac{1}{P} - \frac{1}{Z}\frac{\partial Z}{\partial P} \quad (1-29)$$

La ecuación (1-29) representa la compresibilidad para un *gas real*, en el caso de los *gases ideales* se tiene que:

$\frac{\partial Z}{\partial P} = 0$ , con lo que se obtiene la ecuación de la compresibilidad del gas ideal:

$$C_g = \frac{1}{P} \quad (1-30)$$

**COMPRESIBILIDAD DEL ACEITE ( $C_o$ ):** Es el cambio de volumen que experimenta un volumen unitario de aceite, cuando éste sufre un cambio de presión a una temperatura constante.

$$C_o = -\frac{1}{V_o} \left( \frac{\partial V_o}{\partial P} \right)_T ; \left[ \frac{1}{\frac{Kg}{cm^2}} \right] \quad (1-31)$$

**RELACIÓN GAS DISUELTO EN EL ACEITE ( $R_s$ ):** La relación gas disuelto en el aceite o relación de solubilidad,  $R_s$  es definida como el volumen de gas disuelto en el aceite a ciertas condiciones de presión y temperatura del yacimiento, por cada unidad de volumen de aceite, medido ambos volúmenes a condiciones base. Este factor es sólo para yacimientos de aceite y su gas disuelto.

$$R_s = \frac{\text{Volumen de gas @C.S. disuelto en el aceite @C.Y.}}{\text{Volumen de aceite @C.S.}} ; \left[ \frac{m^3}{m^3} \right] \quad (1-32)$$

Es importante señalar que este factor no es adimensional ya que los volúmenes están medidos a diferentes condiciones.

**RELACIÓN GAS-ACEITE ( $R$ ):** La relación gas-aceite, son los metros cúbicos de gas producidos (el cual considera gas disuelto y gas libre en el yacimiento) por cada metro cúbico de aceite producido, medidos ambos volúmenes a condiciones estándar. Las condiciones de separación como presión, temperatura y número de etapas, afectan el valor de dicha relación.

$$R = \frac{\text{Volumen de gas producido @C.S.}}{\text{Volumen de aceite @C.S.}} ; \left[ \frac{m^3}{m^3} \right] \quad (1-33)$$

**FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE ( $B_o$ ):** El factor de volumen del aceite se define como el volumen de aceite del yacimiento requerido para producir un metro cúbico de aceite en el tanque de almacenamiento. El aceite del yacimiento incluye el gas disuelto.

$$B_o = \frac{\text{Volumen de aceite y gas disuelto @C.Y.}}{\text{Volumen de aceite @C.S.}} ; \left[ \frac{m^3}{m^3} \right] \quad (1-34)$$

**FACTOR DE VOLUMEN DEL GAS ( $B_g$ ):** El factor de volumen del gas, es definido como el volumen de gas medido a condiciones de yacimiento entre el volumen de ese mismo gas medido a condiciones estándar.

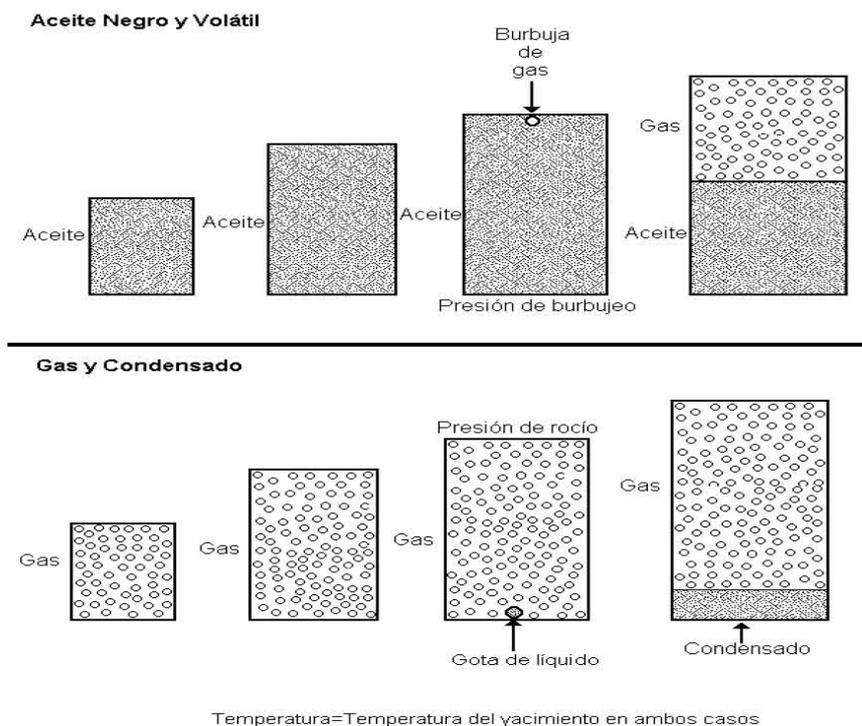
$$B_g = \frac{\text{Volumen de gas @C.Y.} \left[ \frac{m^3}{m^3} \right]}{\text{Volumen de gas @C.S.} \left[ \frac{m^3}{m^3} \right]} \quad (1-35)$$

**FACTOR DE VOLUMEN TOTAL ( $B_t$ ):** El factor de volumen total o de la fase mixta, se refiere al volumen de aceite en el yacimiento con su gas disuelto más el volumen de gas liberado entre el volumen de aceite en la superficie. Solo para yacimientos de aceite y gas disuelto liberado.

$$B_t = \frac{\text{Volumen total ocupado por los fluidos @C.Y.} \left[ \frac{m^3}{m^3} \right]}{\text{Volumen de aceite @C.S.} \left[ \frac{m^3}{m^3} \right]} \quad (1-36)$$

**PRESIÓN DE BURBUJEO ( $P_b$ ):** La presión de burbujeo es la presión a la cual la primera burbuja de gas aparece cuando disminuye la presión en el aceite bajosaturado. También es llamada presión de saturación, debido a que una ligera disminución de dicha presión provoca que el aceite libere el gas disuelto que contiene.

**PRESIÓN DE ROCÍO ( $P_r$ ):** La presión de rocío es la presión a la cual la primera gota de líquido aparece cuando disminuye la presión en el gas bajosaturado.



**Figura 6.** Proceso de separación *Flash* en forma esquemática en aceite y gas

La figura 6, representa la simulación en el laboratorio de una etapa de agotamiento de la presión a temperatura del yacimiento, donde la composición se considera constante y se realiza mediante la prueba denominada separación a composición constante o *separación flash*. Este proceso consiste en expandir isotérmicamente una parte de la muestra representativa de los fluidos previamente transferida a una celda de análisis PVT que se mantiene a la temperatura del yacimiento constante. Después de cada decremento de presión se permite que el sistema alcance condiciones de equilibrio termodinámico, antes de registrar los cambios volumétricos que haya experimentado; la prueba termina cuando se alcanza la presión de saturación, o bien, puede continuarse a presiones menores.

Las características que se obtienen son el volumen de las fases en función de la presión, que generalmente se reporta como volumen relativo, usando el volumen del fluido en el punto de saturación como el de referencia y la presión de burbujeo para los casos de aceite y la presión de rocío para gas y condensado, también se obtiene la compresibilidad de los fluidos originales del yacimiento en etapa de bajosaturado.

### CORRELACIONES PARA PROPIEDADES VOLUMÉTRICAS

Al realizar el estudio de los yacimientos, con frecuencia sucede que no se tienen todos los datos necesarios, ya que algunas veces hace falta información; ante este problema, frecuentemente se recurre a las correlaciones, las cuales pueden ser gráficas, tablas, ecuaciones, etc., las correlaciones se han desarrollado a partir de información obtenida de mediciones de laboratorio, observaciones de campo o cualquier otro medio. Algunas otras se ha conseguido de un gran número de muestras o de observaciones. Como las correlaciones se generaron de casos particulares, es por eso que solo se pueden tener aproximaciones de la información faltante, las cuales a pesar de ser razonables en la gran mayoría de los casos, deben ser usadas con precaución.

#### CORRELACIÓN DE STANDING

Standing (1947) presentó una correlación gráfica para estimar el factor de volumen de aceite de la formación a partir de la relación de solubilidad del gas, densidad relativa del gas, densidad relativa del aceite y temperatura del yacimiento. Esta correlación gráfica fue obtenida al examinar un total de 105 puntos de datos experimentales en 22 sistemas diferentes de hidrocarburos de California. Para esta correlación se tiene un margen de error del 1.2 %.

Standing (1981) demostró que el factor de volumen del aceite de formación puede ser expresado más convenientemente en una forma matemática por la ecuación siguiente:

$$B_o = 0.9759 + 0.000120 \left[ R_s \left( \frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25(T - 460) \right]^{1.2} \quad (1-37)$$

por lo que:

T = Temperatura, [°R]

$\gamma_o$  = Densidad relativa del aceite en el tanque de almacenamiento.

$\gamma_g$  = Densidad relativa del gas en solución.

#### CORRELACIÓN DE VÁZQUEZ Y BEGGS

Vázquez y Beggs (1980) desarrollaron una relación para determinar  $B_o$  como una función de  $R_s$ ,  $\gamma_o$ ,  $\gamma_g$ , y T. La correlación fue basada en 6,000 mediciones de  $B_o$  a varias presiones. Usando la técnica de

análisis de regresión, Vázquez y Beggs establecieron la siguiente ecuación para reproducir en mejor forma los datos medidos:

$$B_o = 1.0 + C_1 R_s + (T - 520) \left( \frac{API}{\gamma_{gs}} \right) [C_2 + C_3 R_s] \quad (1-38)$$

para lo cual:

$R_s$  = Relación de solubilidad.

$\gamma_{gs}$  = Densidad específica del gas como se define a continuación:

$$\gamma_{gs} = \gamma_g \left[ 1 + 5.912 (10^{-5}) (API) (T_{sep} - 460) \log \left( \frac{P_{sep}}{114.7} \right) \right] \quad (1-39)$$

donde:

$\gamma_{gs}$  = densidad relativa del gas referida a la presión de separación.

$\gamma_g$  Densidad relativa del gas a las condiciones actuales de separación.

$P_{sep}$  = Presión de separación actual.

$T_{sep}$  = Temperatura de separación actual.

La ecuación de factor de volumen de aceite es valuada para los valores de los siguientes coeficientes:

COEFICIENTES	°API ≤ 30	°API > 30
$C_1$	$4.677 \times 10^{-4}$	$4.670 \times 10^{-4}$
$C_2$	$1.751 \times 10^{-5}$	$1.100 \times 10^{-5}$
$C_3$	$-1.811 \times 10^{-8}$	$1.337 \times 10^{-9}$

TABLA 1

Vázquez y Beggs reportaron un error promedio de 4.7% para la correlación propuesta.

#### CORRELACIÓN DE GLASSO

Glasso (1980) propuso la siguiente expresión para calcular el factor de volumen de aceite de formación:

$$B_o = 1.0 + 10^A \quad (1-40)$$

por lo que:

$$A = -6.58511 + 2.91329 \log B_{ob}^* - 0.27683 (\log B_{ob}^*)^2 \quad (1-41)$$

$B_{ob}^*$  es un número de correlación y es definido por la siguiente ecuación:

$$B_{ob}^* = R_s \left( \frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.526} + 0.968(T - 460) \quad (1-42)$$

dado que:

$\gamma_o$  = Densidad relativa del aceite a condiciones de tanque.

Esta correlación presenta un error promedio de  $-0.43\%$  con una desviación estándar de  $2.18\%$  con respecto a los fluidos con los que fue desarrollada.

Sutton y Farshad (1984) concluyeron que la correlación de Glasco ofrece mejor exactitud cuando se compara con la correlación de Standing y Vázquez- Beggs. En general, la correlación de Glasco predice de mejor forma el factor de volumen de formación. La expresión de Standing tiende a sobrevalorar el factor de volumen de formación del aceite mayor que 1.2. La correlación típica de Vázquez-Beggs sobre valora el factor de volumen del aceite.

#### CORRELACIÓN DE MARHOUN

Marhoun (1988) desarrolló una correlación para determinar el factor de volumen de formación del aceite como una función de la solubilidad del gas, densidad relativa del aceite en el tanque de almacenamiento, densidad relativa del gas y la temperatura. La ecuación empírica fue desarrollada para el uso de la regresión múltiple no lineal en 160 datos experimentales. Los datos experimentales fueron obtenidos de 69 muestras de aceite del Medio Oriente. Los autores propusieron la siguiente expresión:

$$B_o = 0.497069 + 0.862963 \times 10^{-3} T + 0.182594 \times 10^{-2} F + 0.318099 \times 10^{-5} F^2 \quad (1-43)$$

Con el parámetro de la correlación F como es definido en la siguiente ecuación:

$$F = R_s^a \gamma_g^b \gamma_o^c \quad (1-44)$$

Los coeficientes a, b y c tienen los siguientes valores:

$$a = 0.742390$$

$$b = 0.323294$$

$$c = -1.202040$$

Donde T es a temperatura del sistema en °R.

#### CORRELACIÓN DE PETROSKY-FARSHAD.

Petrosky y Farshad (1993) propusieron una nueva expresión para estimar  $B_o$ . La relación propuesta es similar a la ecuación desarrollada por Standing; sin embargo, la ecuación introduce tres parámetros propios adicionales para aumentar la exactitud de la correlación.

Los autores utilizaron un modelo de regresión no lineal conteniendo aceite crudo en el experimento para un sistema de hidrocarburos producidos en el *Golfo de México*. Su correlación tiene la siguiente forma:

$$B_o = 1.0113 + 7.2046 \times 10^{-5} \left[ R_s^{0.3738} \left( \frac{\gamma_g^{0.2914}}{\gamma_o^{0.6265}} \right) + 0.24626(T - 460)^{0.5371} \right]^{3.0936} \quad (1-45)$$

donde:

T = Temperatura; [°R].

$\gamma_o$  = Densidad relativa del aceite.

## I.II CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS Y LOS ACUÍFEROS

Los yacimientos de hidrocarburos, se agruparon considerando diversos factores, por lo que surgieron las siguientes clasificaciones:

### DE ACUERDO CON LOS TERRENOS SEDIMENTARIOS

1) En superficie, son los indicios superficiales, fuentes de petróleo y gas, acumulaciones de productos libres (chapoteras), o impregnaciones en formaciones porosas (arenas y areniscas bituminosas).

2) En yacimientos, localizados más o menos profundamente bajo la superficie del suelo. La profundidad media de los yacimientos explotados actualmente, se sitúa por debajo de los 2,000 m.

### 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 éstos 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.

**ROCAS DETRÍTICAS, ARENAS Y ARENISCAS:** 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 las rocas detríticas, las arenas y las areniscas, se definen por la posición de sus granos en la escala de tamaños.

**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 la calcita y la dolomía.

### DE ACUERDO CON EL TIPO DE TRAMPA

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

---

**TRAMPAS DE TIPO ESTRUCTURAL:** Son aquellas en las que los hidrocarburos se encuentran asociados a pliegues o fallas tales como los anticlinales y los sinclinales (simétricos y asimétricos).

**TRAMPAS ESTRATIGRÁFICAS:** Son diversas y dependen exclusivamente del carácter sedimentológico de las formaciones que las constituyen, un cambio lateral de arena a lutita forma una trampa estratigráfica.

**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.

**TRAMPAS ASOCIADAS A INTRUSIONES ÍGNEAS:** Se conocen casos en los que una intrusión ígnea (sill) hace las funciones de roca sello.

#### **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:

**YACIMIENTO DE ACEITE:** Producen un líquido negro o verde negruzco, con una densidad relativa mayor de 0.800 y una relación gas-aceite menor de  $200 \text{ m}^3/\text{m}^3$ .

**YACIMIENTO DE ACEITE VOLÁTIL:** Produce un líquido café oscuro, con una densidad relativa entre 0.740 y 0.800 y con una relación de gas-aceite entre 200 y  $1,500 \text{ m}^3/\text{m}^3$ .

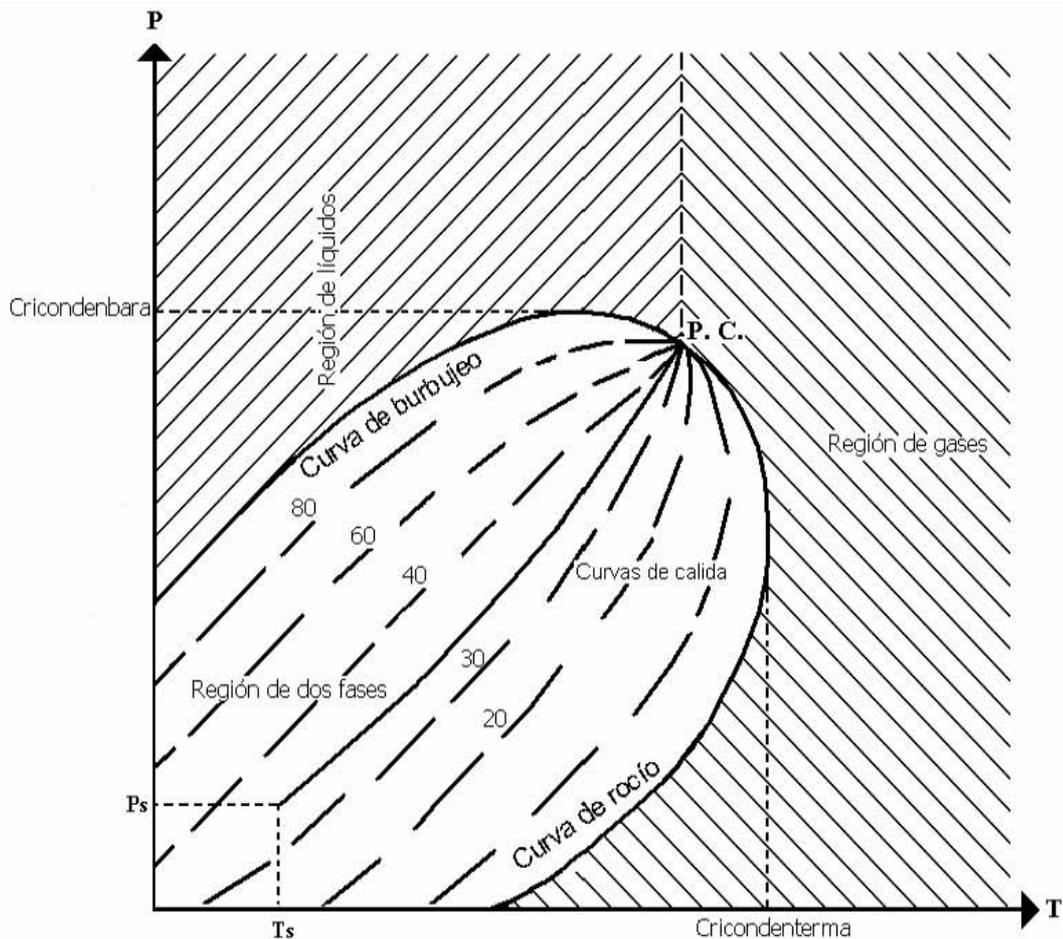
**YACIMIENTO DE GAS Y CONDENSADO:** Producen un líquido ligeramente café o pajizo, con una densidad relativa entre 0.740 y 0.780 y con relaciones de gas que varían de  $1,500$  a  $12,000 \text{ m}^3/\text{m}^3$ .

**YACIMIENTO DE GAS HÚMEDO:** Producen un líquido transparente, con una densidad relativa menor de 0.740 y con relaciones gas-aceite entre  $10,000$  y  $20,000 \text{ m}^3/\text{m}^3$ .

**YACIMIENTOS DE GAS SECO:** Producen un líquido ligero; transparente (si es que lo hay) y con relaciones gas-aceite mayores de  $20,000 \text{ m}^3/\text{m}^3$ .

#### **CON BASE EN EL DIAGRAMA DE FASES**

El comportamiento termodinámico de una mezcla natural de hidrocarburos se puede utilizar para propósitos de clasificación; tomando como base su diagrama de comportamiento de fases, el cual es una gráfica temperatura-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 7.

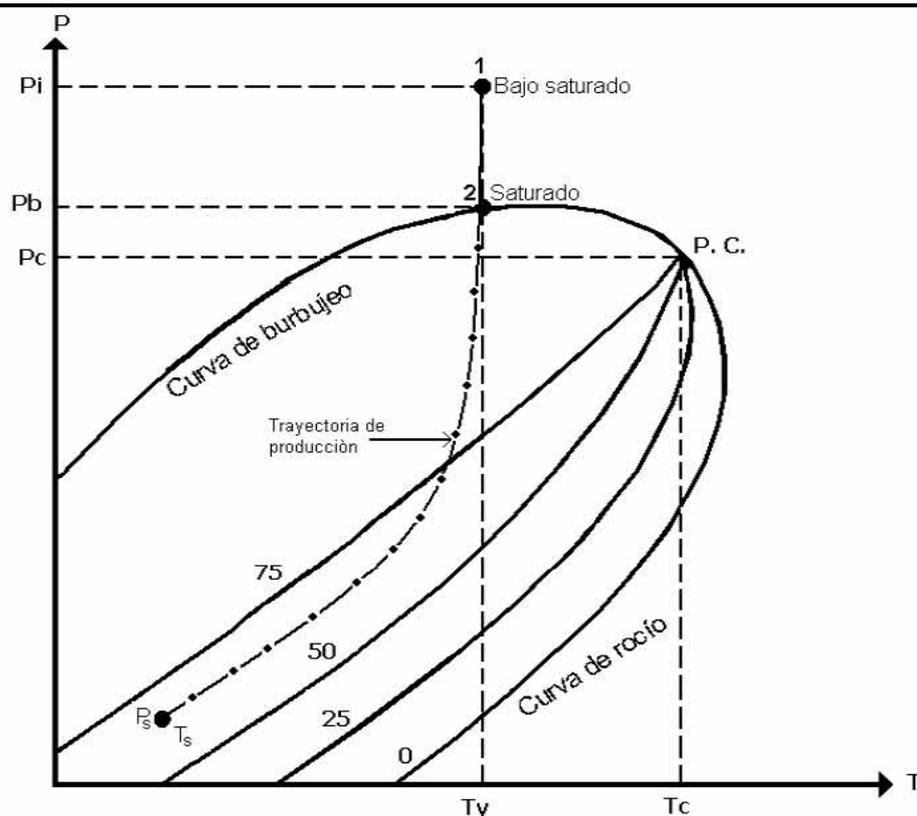


**Figura 7.** Diagrama de fases temperatura-presión

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 última 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 dos fases en equilibrio, existiendo dentro de ella, las llamadas curvas de calida, 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 cricodenterma y la cricondenbara.

**YACIMIENTOS DE ACEITE Y GAS DISUELTO DE BAJO ENCOGIMIENTO:** La figura 8, muestra la envolvente de fases típica de un yacimiento conocido como de aceite y gas disuelto de bajo encojimiento, también llamado de aceite negro. Sus líquidos son fluidos, cuyo contenido de componentes intermedios,  $C_3$  a  $C_6$ , es comparativamente bajo y alto en componentes pesados.

La temperatura del yacimiento es menor que la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos; el punto crítico, generalmente está situado a la derecha de la cricondenbara y las curvas de calida se cargan predominantemente hacia la línea de puntos de rocío.



**Figura 8.** Yacimiento de aceite y gas disuelto de bajo encogimiento

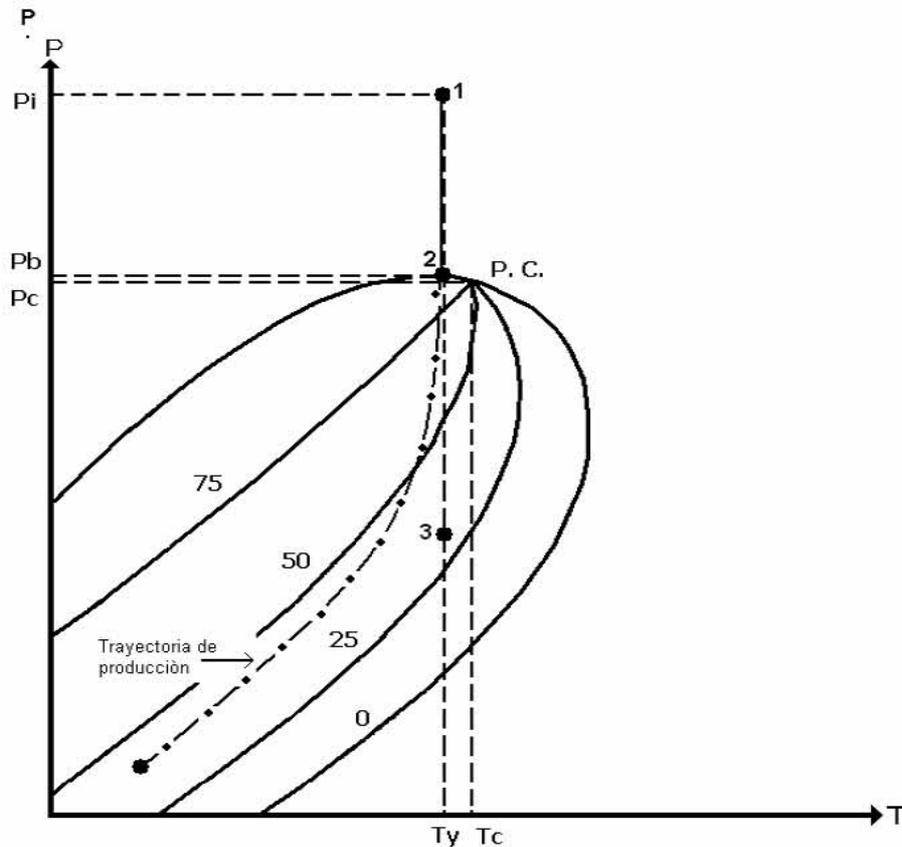
Si la presión en el yacimiento es mayor que la presión de burbuja de sus fluidos, a la temperatura del yacimiento, se dice que se trata de un yacimiento bajo saturado (capaz de disolver más gas) representado en el punto 1. Al explotar este yacimiento la temperatura permanecerá constante, no así la presión que declinará hasta alcanzar la presión de burbujeo (punto 2), punto en el cual se inicia la liberación de 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 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 0.800 y una relación gas-aceite instantánea menor de  $200 \text{ m}^3/\text{m}^3$ .

**YACIMIENTO DE ACEITE Y GAS DISUELTO DE ALTO ENCOGIMIENTO:** En la figura 9, se muestra el diagrama de fase típico de los yacimientos conocidos como aceite y gas disuelto de alto encogimiento o volátil. En él 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 cricondenbara y que las líneas de calidad están relativamente separadas de la línea de punto de rocío, lo que indica un alto contenido de componentes intermedios.



**Figura 9.** Yacimiento de aceite y gas disuelto 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 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. Es obvio, que 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 disminución 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 8. En la figura 9 se nota que a medida que la presión disminuye por abajo 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 están entre 200 y 1,000  $m^3/m^3$ , los líquidos en el tanque de almacenamiento presentan una coloración ligeramente oscura, con una densidad entre 0.85 y 0.75  $gr/cm^3$ .

**YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO:** La figura 10 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 cricondenterma y las líneas de calidad se cargan predominantemente hacia la línea de puntos de burbuja. 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 al pozo, en su camino hasta el tanque de almacenamiento, sufren 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 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>.

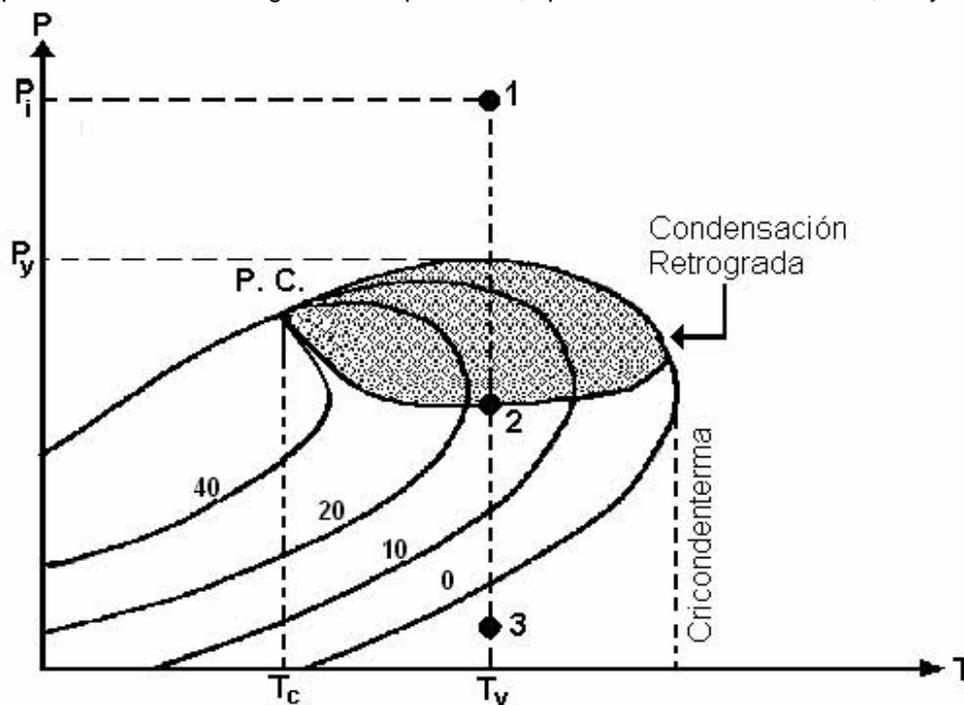


Figura 10. Yacimiento de gas y condensado

Cuando en el yacimiento se produce una reducción isotérmica de la presión y se cruza la presión de rocío, se entra a la región de dos fases, ocurriendo la llamada *condensación retrógrada* 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 de 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 sólo 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 5% de líquido y 95% de gas, a este fenómeno se le denomina *condensación retrógrada*. Al seguir bajando la presión del punto 2 al punto 3, la cantidad de líquido disminuye hasta desaparecer.

**YACIMIENTOS DE GAS HUMEDO:** El diagrama de fases correspondiente a un yacimiento de gas húmedo se representa en la figura 11; en ella puede observarse que la temperatura del yacimiento es mayor que la cricondenterma de la mezcla, por tal razón nunca se tendrán dos fases en el yacimiento,

únicamente 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<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>.

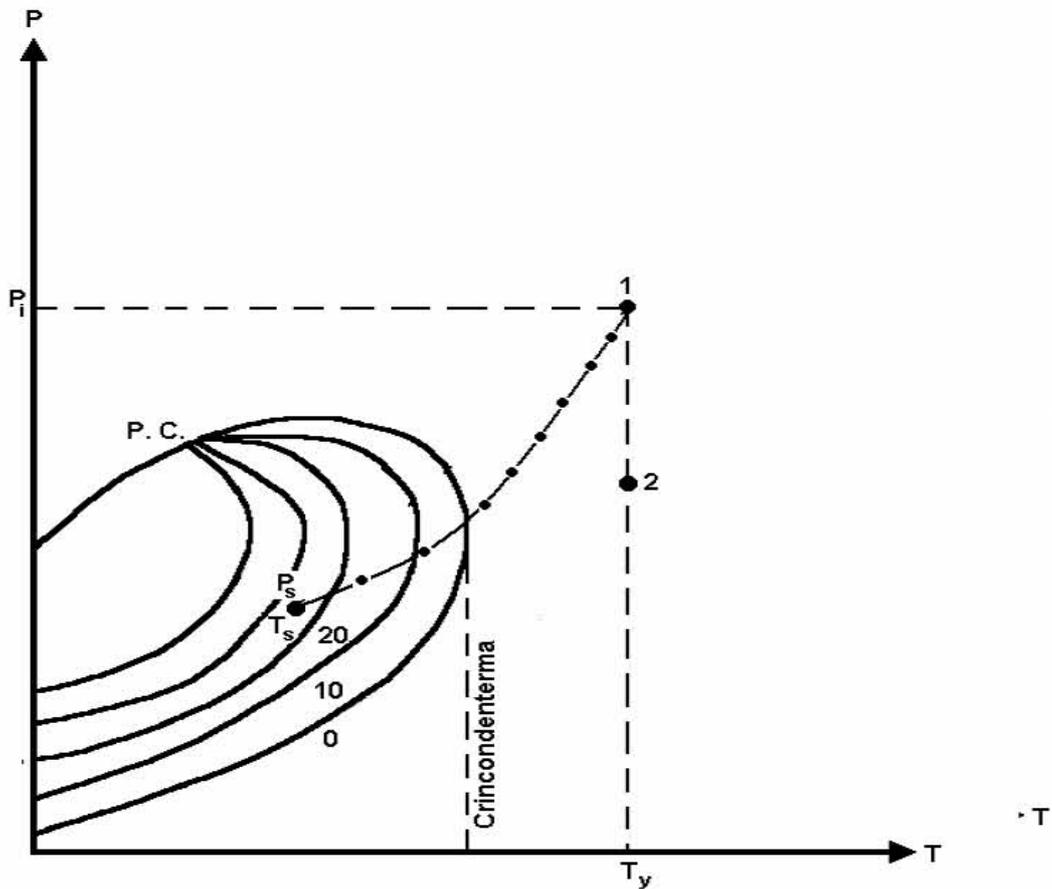
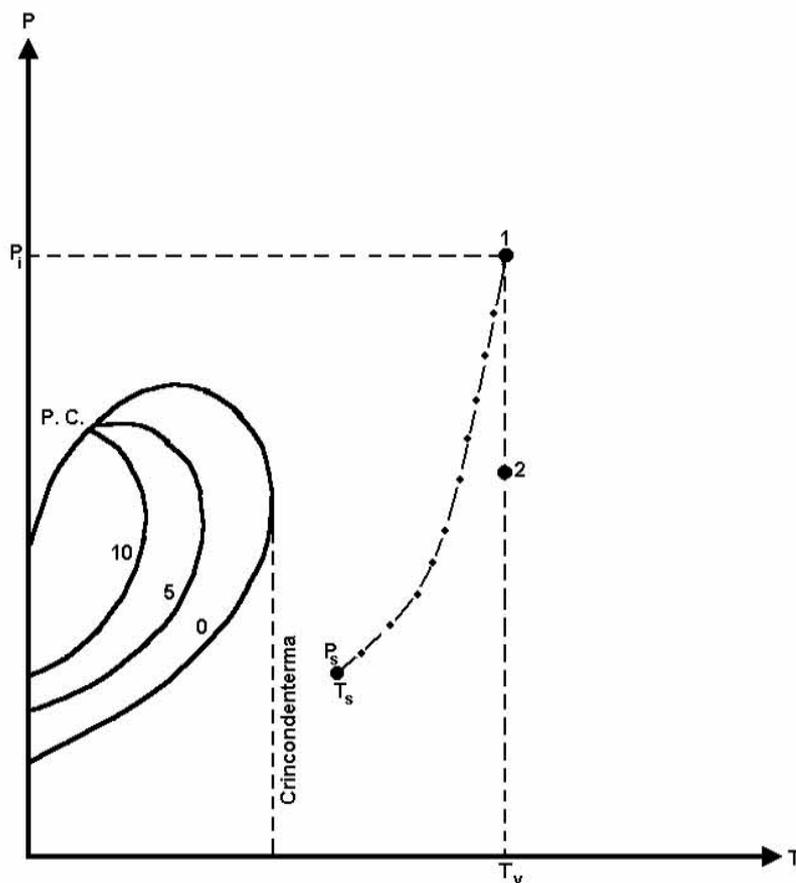


Figura 11. Yacimientos de gas húmedo

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 cricondentema. 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 11.

**YACIMIENTOS DE GAS SECO:** Un último tipo de yacimiento, es el que se conoce como yacimiento de gas seco, cuyo diagrama de fase se representa en la figura 12.



**Figura 12.** Yacimientos de gas seco.

Del punto 1 al punto 2 se muestra la 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 la superficie se entra a la región de dos fases, durante la explotación del yacimiento, por lo que siempre se está en la región de estado gaseoso. Teóricamente, los yacimientos de gas seco no producen líquido en la superficie, sin embargo, la diferencia entre un gas seco y un húmedo es arbitraria y generalmente un sistema de hidrocarburos que produzca con relaciones gas-aceite mayor de  $20,000 \text{ m}^3/\text{m}^3$ , se considera gas seco.

#### **POR EL TIPO DE EMPUJE PREDOMINANTE**

Los yacimientos producen o se recuperan los fluidos contenidos en el yacimiento por la energía propia del yacimiento, a este proceso de recuperación se le nombra *recuperación primaria*.

---

**EMPUJE POR EXPANSIÓN DEL SISTEMA:** Una de las recuperaciones que puede ocurrir en el yacimiento es por *expansión del sistema roca-fluido*. Los fluidos son movidos hacia los pozos productores, debido a la expansión de la roca y los fluidos, esta expansión es causada por la caída de presión en el yacimiento que permite una baja compresibilidad en el sistema.

**EMPUJE POR EXPANSIÓN DEL GAS DISUELTO LIBERADO:** Por la presión que hay en el yacimiento, el gas disuelto en el aceite, es liberado al ir declinando la presión en el yacimiento.

**EMPUJE POR EXPANSIÓN DEL CASQUETE DE GAS:** Nuevamente la caída de presión es factor importante para la producción de los hidrocarburos contenidos en el yacimiento, debido a la expansión del gas que se encuentra en el casquete originalmente o el casquete puede formarse por la acumulación de gas liberado por el aceite al abatirse la presión.

**EMPUJE HIDRÁULICO:** Los hidrocarburos son desplazados por la invasión de agua.

**EMPUJE POR SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL:** La segregación gravitacional significa que se separan los fluidos contenidos en el yacimiento, debido a sus densidades, lo que significa la distribución del gas, el aceite y el agua en el yacimiento debido a la densidad de cada uno de los fluidos.

**EMPUJE COMBINADO:** Cuando el yacimiento tienen algunas características de los empujes mencionados anteriormente, si existe algún empuje predominante se le pondrá al empuje el nombre del empuje que predomina, pero si existen dos empujes que predominan en la producción del hidrocarburo, entonces se le llamará empuje combinado.

### **CLASIFICACIÓN DE ACUÍFEROS**

El agua, que se puede encontrar en todas las rocas porosas sola y acompañando al petróleo y el gas en las acumulaciones de hidrocarburos, es el más abundante de los fluidos de los yacimientos petrolíferos. Todo yacimiento contiene una cierta saturación de agua, por lo que es imposible separar completamente el estudio del agua subterránea, del estudio de los hidrocarburos.

Como los yacimientos de petróleo contienen agua y petróleo en los espacios capilares de los poros la naturaleza exacta de esta relación es, sin embargo, compleja y depende de factores tales como la forma geométrica de los poros de la roca y las propiedades físicas y químicas de los fluidos.

En una roca almacenadora, el agua se presenta bajo dos formas principales: agua libre e intersticial.

1. **Agua libre:** Es el agua que ocupa los poros de la roca-almacén, que no están ocupados por hidrocarburos. Se designan a veces con el nombre de *agua de muro (bottom water o edge water)*. Puede ponerse en movimiento muy fácilmente y moverse hacia los puntos de baja presión, y en particular hacia los sondeos.
2. **Agua intersticial:** En el interior de un yacimiento, la totalidad de los poros, no están ocupados por hidrocarburos, queda siempre una cierta cantidad de agua, que no ha podido ser desplazada por la llegada del petróleo o gas. Se mantiene, en parte por las fuerzas de capilaridad, y en parte, en forma de agua adsorbida por ciertos minerales de la roca, en particular los minerales arcillosos. Es el agua intersticial, y es su volumen el que se mide para valorar la saturación relativa en la roca almacén.

El agua intersticial, tapiza los poros de la roca-almacén, aislando a los hidrocarburos, de la materia mineral: sólo existen contactos entre petróleo y agua, o bien entre gas y agua.

---

### I.III CLASIFICACIÓN DE LAS RESERVAS

Se llama así al volumen de hidrocarburos, medido a condiciones estándar (presión = 14.7lb/pg<sup>2</sup> y temperatura = 60°F), que se puede producir económicamente con cualquiera de los métodos y sistemas de explotación aplicables (recuperación primaria, recuperación secundaria, etc.) en el momento de su evaluación.

La exactitud de las reservas depende de la calidad y la cantidad de los datos disponibles, su valor más cercano a la realidad se obtendrá a medida que transcurra la vida productiva del yacimiento.

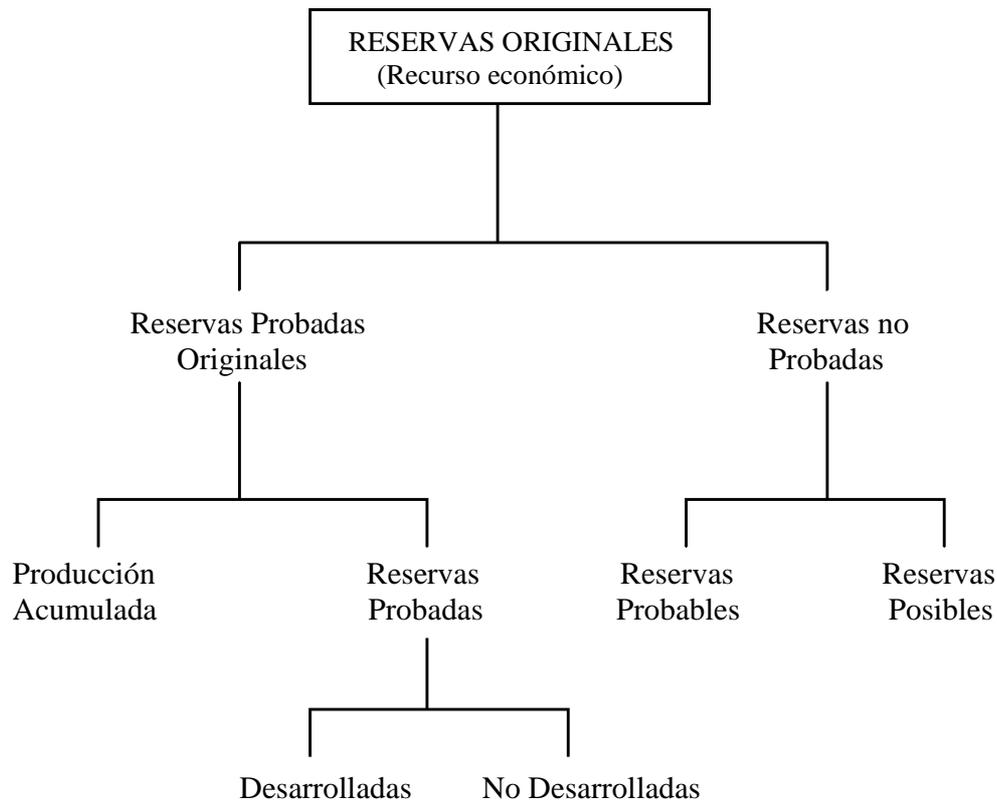
Cada año, cada una de las empresas operadoras así como los países productores actualizan sus reservas de hidrocarburos de acuerdo con definiciones empleadas internacionalmente y aceptadas por la comunidad financiera. En el caso de las reservas probadas, las definiciones usadas corresponden a las emitidas por la *Securities and Exchange Comisión (SEC)*. Para las reservas probables y posibles se aplican las definiciones de la *Society of Petroleum Engineers (SPE)*, y de la *American Association of Petroleum Congresses (WPC)*.

Los esfuerzos de SPE/WPC en las definiciones propuestas, representan un cambio muy importante. En febrero de 1997 presentan las definiciones de reservas para la regularidad en la evaluación de reservas.

Las estimaciones de las reservas generalmente serán revisadas conforme se disponga de información adicional, geológica y/o de ingeniería, y cuando existan cambios en las condiciones económicas (precio del petróleo, costo de operación o costo del barril producido).

Las reservas son definidas como "Las cantidades de petróleo que son anticipadamente a ser recuperadas de yacimientos conocidos de una fecha en particular hacia adelante". Todos los cálculos aproximados de reservas involucran la incertidumbre en diferentes grados. Evidentemente, el nivel de la incertidumbre depende de la cantidad de datos geológicos y los creados en la época en que el cálculo aproximado es hecho y la interpretación de estos datos.

Es de igual importancia la incertidumbre financiera, política y contractual, se debe considerar el cálculo aproximado que refleja el futuro del desarrollo y de la producción. Para complacer los niveles de la incertidumbre, las definiciones de SPE / WPC conservan las dos clasificaciones principales de reservas; como las probables y las reservas posibles, para denotar incrementar la incertidumbre técnica y financiera, o política.



**Diagrama 1.** Clasificación de reservas

**RESERVA ORIGINAL:** Es aquel valor de reservas que se calcula al considerar los volúmenes originales tanto de crudo, como los de gas y condensados, un factor de encogimiento y un factor de recuperación. El factor de encogimiento se aplica para considerar los cambios experimentados por los hidrocarburos al pasar de las condiciones del yacimiento a las condiciones atmosféricas. El factor de recuperación estima el volumen efectivo que puede ser extraído de acuerdo al tipo de yacimiento y la tecnología que sea aplicada al momento de la explotación. También se puede decir que la reserva original es la fracción del recurso que podrá obtenerse al final de la explotación del yacimiento.

**RESERVAS PROBADAS:** Son aquellos volúmenes de hidrocarburos o sustancias asociadas, evaluadas a condiciones atmosféricas, las cuales por análisis de datos geológicos y de ingeniería, se estima con razonable certidumbre, que serán comercialmente recuperables a partir de una fecha dada, provenientes de yacimientos conocidos y bajo las condiciones económicas actuales, métodos operacionales y regulaciones gubernamentales. Dichos volúmenes están constituidos por la reserva probada desarrollada y la reserva probada no desarrollada.

De acuerdo a la SPE/WPC. "Son las cantidades de petróleo que, por el análisis geológico y datos creados por la ingeniería, los datos puede ser calculados con la seguridad razonable de ser comercialmente recuperable las reservas conocidas, de una fecha en particular en adelante y bajo las condiciones económicas de los métodos de explotación. Si los métodos determinados son usados, el período de seguridad razonable es que las cantidades podrán ser recuperadas. Si los métodos de probabilidad son usados, debe haber probabilidad al menos de un 80 % de que las cantidades verdaderas serán recuperadas y excederán el cálculo aproximado".

---

**RESERVAS PROBABLES:** Son aquellas reservas no probadas cuyo análisis de datos geológicos y de ingeniería sugieren que son más tendientes a ser que a no ser comercialmente recuperables. Para los métodos probabilísticos, esto implica que se tendrá una probabilidad de al menos 50 % de que las cantidades actualmente recuperadas serán iguales o mayores que la suma de las reservas estimadas probadas más las probables.

**RESERVAS POSIBLES:** Son aquellas reservas que el análisis de datos geológicos y de ingeniería sugieren que son menos probables de ser comercialmente recuperables que las reservas probables. En este contexto, cuando se utilizan los métodos probabilísticos, el término posible implica que se tiene una probabilidad del 10% de que las cantidades serán iguales o mayores que la suma de las reservas estimadas tales como las probadas, las probables más las posibles.

**RESERVAS DESARROLLADAS:** Son aquellas reservas que se espera sean recuperadas de pozos existentes, incluyendo las reservas atrás de la tubería, que pueden ser extraídas con la infraestructura actual mediante actividades adicionales con costos moderados de inversión. En el caso de las reservas asociadas a procesos de recuperación secundaria y, o mejorada, serán consideradas desarrolladas únicamente cuando la infraestructura requerida para el proceso esté instalada o cuando los costos requeridos para ello, sean considerablemente menores, y la respuesta de producción haya sido la prevista en la planeación del proyecto correspondiente.

**RESERVAS NO DESARROLLADAS:** Son reservas que se espera serán recuperadas a través de pozos nuevos en áreas no perforadas, o donde se requiere un gasto relativamente grande para terminar los pozos existentes y/o construir las instalaciones de producción y transporte. Lo anterior aplica tanto en procesos de recuperación primaria como recuperación secundaria y mejorada. En el caso de inyección de fluidos, u otra técnica de recuperación mejorada, las reservas asociadas se consideran probadas no desarrolladas cuando tales técnicas hayan sido efectivamente probadas en el área y en la misma formación.

**RESERVAS NO PROBADAS:** Son volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas, al extrapolar características y parámetros del yacimiento más allá de los límites de razonable certidumbre, o de suponer pronósticos de aceite y gas con escenarios tanto técnicos como económicos que no son los que prevalecen al momento de la evaluación. En situaciones de desarrollo no inmediato, los volúmenes de hidrocarburos descubiertos comercialmente producibles, pueden ser clasificados como reservas no probadas.

**RESERVA REMANENTE:** Son aquellas reservas que se calculan al restar a los componentes de la reserva original, los volúmenes de crudo, gas y condensado que han sido extraídos durante la vida productiva del yacimiento.

**RESERVA DE ACEITE:** Son aquellas cantidades de aceite medidos a condiciones estándar que se anticipa serán recuperados desde las acumulaciones conocidas a partir de la fecha dada con cualquiera de los métodos y sistemas de recuperación.

**RESERVA DE GAS ASOCIADO:** Es aquella cantidad de gas que se encuentra disuelta en el aceite, que se pueden producir económicamente con los sistemas de recuperación conocidos.

**RESERVAS DE GAS LIBRE:** Son aquellas cantidades de gas que no se encuentran disueltas en el aceite, éste se presenta como casquete de gas, que se anticipa, serán recuperadas desde las acumulaciones conocidas a partir de la fecha dada.

## I.IV CONCEPTOS BÁSICOS DE LA INGENIERÍA DE YACIMIENTOS

Un yacimiento de hidrocarburos está confinado por límites geológicos, así como también por límites de fluidos, estos límites deben determinarse lo más exactamente posible. La información que se obtiene de las muestras de formación, de los análisis de núcleos, de los registros geofísicos de los pozos, de los levantamientos geofísicos y de las pruebas de producción es básica para la evaluación de los límites mencionados.

### LÍMITES FÍSICOS Y CONVENCIONALES

**LÍMITE FÍSICO:** Se entiende por *límite físico* de un yacimiento aquel definido por algún accidente geológico (fallas, discordancias, etc.) o por disminución y/o discontinuidad en la saturación de hidrocarburos, porosidad, permeabilidad, o por el efecto combinado de estos parámetros.

**LÍMITE CONVENCIONAL:** Son límites convencionales aquellos que se establecen con el grado de exactitud de los datos o de conformidad con las normas establecidas.

Las normas que a continuación se enlistan, han sido propuestas por un grupo de analistas expertos en cálculos de reservas; las cuales parecen ser bastante razonables y lógicas, pero de ninguna manera deberán de tomarse como únicas o definitivas, ya que éstas pueden cambiar con el criterio de cada analista y los criterios técnicos-económicos prevaletentes.

1. Si el límite físico del yacimiento se estima a una distancia *mayor de un espaciamiento* entre pozos, del yacimiento de que se trate; del pozo situado más al exterior, se fijara como límite convencional la poligonal formada por las tangentes a las circunferencias vecinas trazadas con un radio igual a la unidad del espaciamiento entre pozos figura 13.

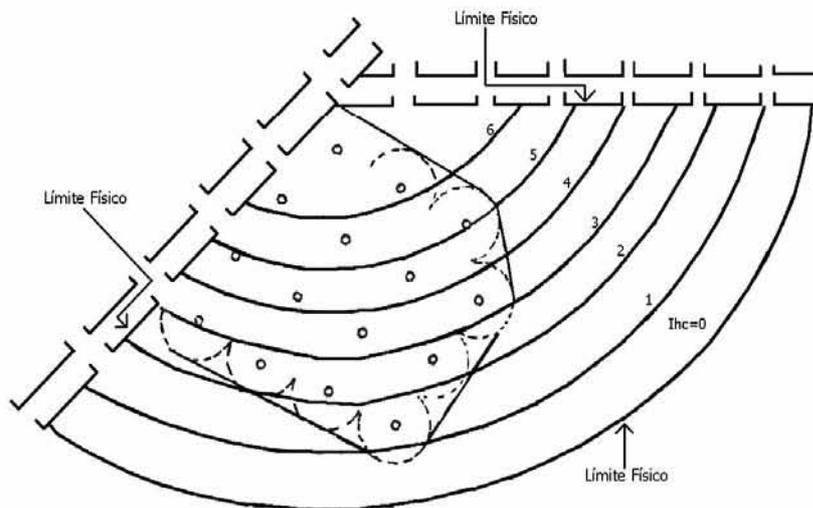
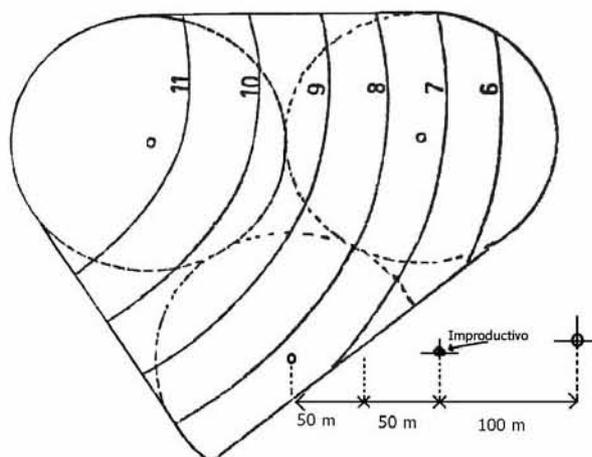


Figura 13. Límites físicos

2. Si el *límite físico* del yacimiento queda a una distancia menor de un espaciamiento entre pozos, del pozo productor situado más al exterior, se deberá considerar el límite físico.

3. En el caso de existir pozos extremos improproductivos a una distancia menor o igual al del espaciamiento entre pozos, el límite físico se estimará a partir de los datos disponibles, y en ausencia de ellos, a la mitad de la distancia que separa el pozo improproductivo y el productor más cercano a él. Como se muestra en la figura 14.



**Figura 14.** Pozos productores y no productores

4. En el caso de tener un pozo productor a una distancia de dos espaciamientos, éste se tomará en cuenta para el trazo de la poligonal que define el área probada. Únicamente si existe correlación geológica confiable o pruebas de comportamiento que indique la continuidad del yacimiento en esa dirección. De no existir los datos anteriores el pozo se considerará POZO AISLADO, y su reserva se calculará con el límite convencional o sea con la circunferencia trazada con radio igual a la mitad del espaciamiento.
5. Cuando no se disponga de estudios geológicos que confirme o demuestre la continuidad de los yacimientos entre pozos vecinos, la reserva se calculará para cada pozo considerándolo como *pozo aislado*, con un radio de drenaje *convencional* igual a la mitad del espaciamiento entre pozos del yacimiento de que se trate o del considerado mejor aplicado entre campos vecinos.
6. Para estimación de las reservas de un yacimiento se tomará como área probada la limitante físicamente y de no existir ésta, se utilizará la *limitante convencionalmente*.

#### **PLANO EQUIVALENTE O DE REFERENCIA**

Es un plano horizontal que divide al yacimiento en dos partes iguales, con el fin de referir cualquier variable (en particular la presión) a este plano.

Cuando se hacen mediciones de presión en los pozos, es prácticamente imposible que se efectúen a la misma profundidad en todos ellos, por lo que se llevan a cabo a la profundidad respectiva de cada pozo y se refieren al plano equivalente, sumando o restando a la presión medida el valor correspondiente a la columna de fluido presente en el yacimiento.

### **PRESIÓN MEDIA DE UN YACIMIENTO**

Ambos balances de aceite y gas contienen los términos que dependen de la presión del yacimiento. En vista de que la presión varía en todo un campo, es necesario encontrar una propiedad media. La historia de la presión para un campo es esencial para un buen trabajo de evaluación.

El camino más efectivo de analizar los datos de la historia de presión es generar mapas de isobaras, para lo cual en tiempos iguales se busca tomar información en cada uno de los pozos y pasarlos al plano de referencia, posteriormente se unen valores de igual presión, con los planos generados se calculan áreas de igual presión y se calcula como sigue; encontrar la localización en los intervalos periódicos. Las líneas de la presión constante (líneas isobáricas), se trazan de la misma manera o se contornean como en los mapas de estructuras de isopacas. Tal presión normal es a la que se hace referencia una elevación específica. El método usual es usar este tipo de mapas para encontrar una presión media usando el área encerrada por cada línea isobárica.

De tal manera que la presión media de un yacimiento por pozo se representa como:

$$\bar{P} = \sum_{i=1}^n P_i \quad (1-46)$$

con  $i = \#$  de pozos

$P_i$  = Representa la presión en el pozo  $i$ , referida al plano equivalente

La presión media por unidad superficial está representada por:

$$\bar{P} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i A_i}{\sum A_i} \quad (1-47)$$

por lo que:

$A_i$  = Área de la zona  $i$  del yacimiento.

$n$  = número de unidades o zonas del yacimiento.

$P_i$  = Es la presión media de la zona  $i$  del yacimiento.

Presión media por unidad volumétrica:

$$\bar{P} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i A_i h_i}{\sum_{i=1}^n A_i h_i} \quad (1-48)$$

donde:

$A_i$  = Área de la zona  $i$  del yacimiento.

$n$  = número de unidades o zonas del yacimiento.

$P_i$  = Es la presión media de la zona  $i$  del yacimiento.

---

$h_i$  = Es el espesor de la zona  $i$  del yacimiento.

Una aproximación similar es usando el volumen de agotamiento del pozo, este volumen será determinado desde el espaciamento del pozo y el espesor de la formación. Una proximidad ligeramente diferente será también declarada. La presión individual del pozo es establecida de las pruebas paulatinas de la presión, por lo que se deduce que el volumen de agotamiento de cada pozo es proporcional al porcentaje de producción.

$$\frac{q_1}{q} = \frac{V_1}{V} \quad (1-49)$$

Donde la  $q_1$  y  $v_1$  es el producto porcentual y el volumen para cualquier pozo,  $q$  y  $v$  son determinaciones esenciales para el yacimiento. La ecuación (1-46), (1-47) y (1-48) puede entonces aplicarse para determinar la presión media.

Cada uno de los métodos anteriormente mencionados han sido exitosamente utilizados. Por esto la opción final depende de la preferencia personal y de los datos disponibles.

#### FACTORES DE RECUPERACIÓN DE FLUIDOS

El aceite producido de un yacimiento,  $N_p$ , será una fracción del aceite originado,  $N$ , donde:

$$N_p = \frac{V_r \phi (1 - S_{wc})}{B_{oi}} FR_i [\text{@C.S.}] \quad (1-50)$$

para lo cual:

$N_p$  = Volumen de aceite producido.

$V_r$  = Volumen de roca.

$\phi$  = Porosidad.

$S_{wc}$  = Saturación del agua congénita.

$B_{oi}$  = Factor de volumen del aceite inicial.

$FR$  = Factor de recuperación.

La ecuación (1-50) queda de la forma:

$$N_p = (N) \times (FR) \quad (1-51)$$

Por lo que

$N$  = Volumen original de aceite.

El factor de recuperación del aceite está dado por la ecuación:

$$FR = \frac{N_p}{N} \quad (1-52)$$

Como ya se mencionó, FR es el factor de recuperación, el cual nos indica que parte del petróleo original puede ser recuperado. Sus valores varían entre 0 (no se recuperan hidrocarburos) y 1 (se recupera la totalidad del petróleo original).

La recuperación de aceite es un proceso de desplazamiento, ya que el aceite no tiene la capacidad de expulsarse por sí mismo del yacimiento; mejor dicho debe ser desplazado de una formación porosa hacia los pozos productores por algún agente desplazante. Generalmente el agente utilizado es gas o agua, y frecuentemente uno de estos agentes o ambos, está disponible dentro o cerca del yacimiento.

Los mejores tres mecanismos naturales de desplazamiento del aceite que se conocen son: el empuje por gas disuelto, empuje por casquete de gas y empuje de agua. Los tres métodos son diferentes tanto en características como en mecanismos y eficiencia.

**FACTORES QUE INFLUYEN EN LA RECUPERACIÓN:** La cantidad de aceite que puede ser recuperada de un yacimiento, en parte depende de las condiciones naturales que impone la estructura subterránea y en parte de las propiedades de los fluidos. Éstos son además sujetos a los mecanismos y desarrollo del campo. Entre esos factores que pueden ejercer una influencia sobre la recuperación de aceite están los siguientes:

- Las características de la formación productora como lo es la porosidad, la permeabilidad, el contenido de agua intersticial, la uniformidad, la continuidad y la configuración de la estructura.
- Las propiedades del aceite contenido en el yacimiento como: la viscosidad, encogimiento, cantidad de gas en solución, contenido de sólidos.
- El control de operación: control de las fuerzas naturales de expulsión.
- Localización y condiciones estructurales del pozo.

**REQUISITOS PARA EL CONTROL CORRECTO:** La recuperación eficiente depende del grado en que el gas va avanzando o el agua invade al yacimiento y como el gas o agua desplazan uniformemente o empujan al aceite. Hay siete requisitos básicos para controlar un yacimiento de aceite apropiadamente:

1. Seleccionar un mecanismo eficiente y dominante para la recuperación. Podría ser solamente el empuje natural, éste puede ser complementado con un fluido inyectado, o puede ser modificado para crear un nuevo empuje.
2. El mecanismo dominante debe ser consistente y tener un progresivo avance de fluidos por todas las partes del yacimiento, con la invasión de los fluidos se desplaza el aceite hacia el frente en dirección a los pozos para obtener la producción.
3. El límite entre la invasión y las porciones poco invadidas del yacimiento debe ser claramente definida y todo el tiempo razonable y uniforme.
4. Flujo rápido y uniforme del aceite. Zonas altamente saturadas, donde el aceite no debe ser atrapado o desviado.
5. Evitar la dispersión excesiva del gas o el agua.
6. Localizar, terminar y adecuar los pozos para el control de avance de agua o gas.
7. Mantener lo suficientemente alta la presión del yacimiento para prevenir una excesiva liberación del gas en solución.

- 
8. controlar la producción de gas liberado, evitando en lo posible su producción.
  9. Evitar en lo posible generar canalizaciones o conificaciones de agua.

### **CONDICIONES DE ABANDONO**

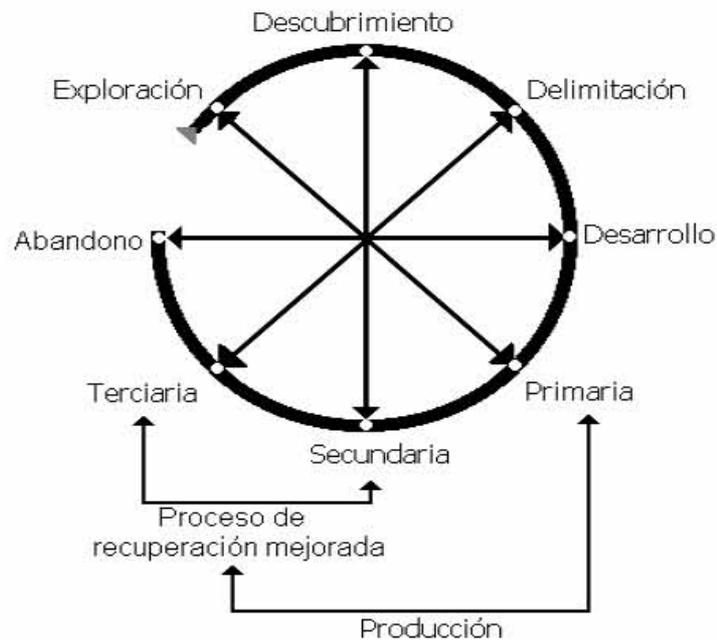
Es importante conocer todas las etapas de un yacimiento, y esto es desde su descubrimiento hasta su abandono, la figura 15 nos muestra las etapas de un yacimiento.

Existen algunos factores como el gasto y la presión correspondientes que se conocen como gasto mínimo económico y presión de abandono. Estas condiciones dependen de los costos de extracción y el precio de los hidrocarburos, de modo que su determinación requiere del análisis económico correspondiente al momento de tomar una decisión.

En general un yacimiento de gas se abandona cuando éste alcance una baja presión llamada *presión de abandono* o cuando los pozos sean inundados por agua.

**PRESIÓN DE ABANDONO:** Es la presión a la cual se debe abandonar un yacimiento, ya que su explotación a presiones inferiores no es rentable. La presión de abandono depende de factores técnicos y económicos como lo son:

- El precio de venta del aceite o el gas.
- Índice de productividad de los pozos. A mayor índice de productividad de los pozos, menor presión de abandono se puede tener en la explotación de un yacimiento.
- Presión de fondo fluyente necesaria para que el hidrocarburo fluya hasta las estaciones de compresión o hasta las líneas de transporte.
- Flujo fraccional de agua.
- Relación gas-aceite de producción.



**Figura 15.** Etapas de un yacimiento

Después de que se ha extraído la máxima recuperación económica durante la vida de un campo de aceite o de gas. Aquí se puede hablar de años de recuperación a la vida de un yacimiento y como la producción de todos los campos declina a través del tiempo, se dice que la explotación de un yacimiento termina, generalmente, cuando deja de ser costeable la extracción de hidrocarburos y es cuando se da su abandono.

## I.V MÉTODOS VOLUMÉTRICOS PARA EL CÁLCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL

### POROSIDAD Y SATURACIONES MEDIAS

Método que considera el promedio aritmético. La siguiente expresión nos permite calcular la porosidad media de un yacimiento.

- a) Porosidad media y saturación media de un yacimiento, considerando una porosidad por pozo.

$$\phi = \frac{\sum_{i=1}^n \phi_i}{n} \quad (1-53)$$

donde:

$\phi_i$  = Valores de porosidad conocidos.

n = número de valores de porosidad conocidos.

Ahora para calcular la saturación media de agua de un yacimiento, se puede determinar con la siguiente expresión:

$$S_w = \frac{\sum_{i=1}^n S_{wi}}{n} \quad (1-54)$$

donde:

$S_{wi}$  = Valores de saturación de agua conocidos.

$n$  = número de valores de porosidad conocidos.

b) Porosidad media y saturación de agua promedio, considerando espesores.

Una mejor aproximación es ponderar los parámetros  $\phi$  y  $S_w$  con el espesor de la roca, consiste en determinar la porosidad y saturación medias considerando variación vertical de las propiedades obtenidas de los diversos intervalos de la formación, a través de una ponderación con respecto al espesor en cada uno de los pozos perforados en un yacimiento.

La expresión para obtener la porosidad ( $\phi$ ) de un pozo ponderando el espesor ( $h$ ) es:

$$\phi_{\text{pozo}} = \frac{\sum_{j=1}^n \phi_j \times h_j}{\sum_{j=1}^n h_j} \quad (1-55)$$

dado que:

$\phi_j$  = Valores de porosidad en el intervalo  $j$ .

$h_j$  = Espesor del intervalo  $j$ .

$n$  = Número de intervalos identificados.

Para obtener la  $S_w$  media de un pozo, para cada pozo se determina un valor medio de saturación de agua partiendo de la información obtenida de los registros eléctricos y de los análisis de núcleos, la ecuación representativa es la siguiente:

$$S_{w_{\text{pozo}}} = \frac{\sum_{j=1}^n S_{wj} \times h_j}{\sum_{j=1}^n h_j} \quad (1-56)$$

para lo cual:

$S_{w_{\text{pozo}}}$  = Saturación media de agua del pozo en estudio.

$S_{wj}$  = Saturación de agua en el intervalo.

$h_j$  = Espesor del intervalo.

$n$  = Número de intervalos en el pozo.

c) Porosidad media y saturación de agua promedio ponderando el área de drene.

Un tercer método que pondera los parámetros de  $\phi$  y  $S_w$  con el área, consiste en determinar la  $\phi$  y  $S_w$  media para el yacimiento, considerando la variación areal mediante una ponderación con respecto al área asociada a cada uno de los pozos perforados.

Para la obtención de estos parámetros será necesario obtener primeramente los valores medios de  $\phi$  y  $S_w$  para cada uno de los pozos en el caso de que éste lo requiera, es decir, cuando un pozo atraviesa varios intervalos productores y se sabe que éstos poseen diferentes valores asociados de porosidad y saturación.

La expresión para  $\phi$  ponderando con respecto a las áreas es:

$$\phi_{yac} = \frac{\sum_{j=1}^n \phi_j A_j}{\sum_{j=1}^n A_j} \quad (1-57)$$

donde:

$\phi_{yac}$  = Porosidad media del yacimiento.

$\phi_j$  = Porosidad media del pozo j.

$A_j$  = Área asociada a la curva.

n = Número de pozos en el yacimiento.

Para la  $S_w$  del yacimiento, la expresión es:

$$S_{w_{yac}} = \frac{\sum_{j=1}^n S_{wj} \times A_j}{\sum_{j=1}^n A_j} \quad (1-58)$$

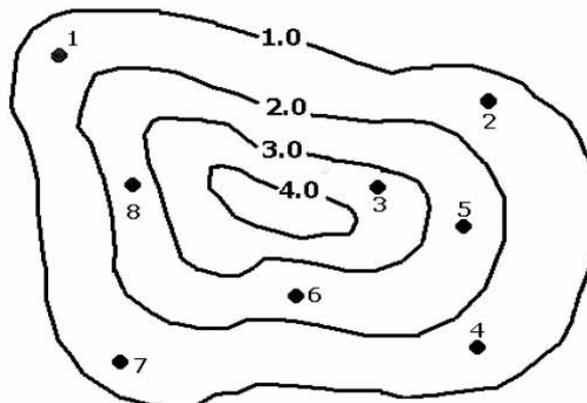
por lo que:

$S_{w_{yac}}$  = Saturación media de agua del pozo en estudio.

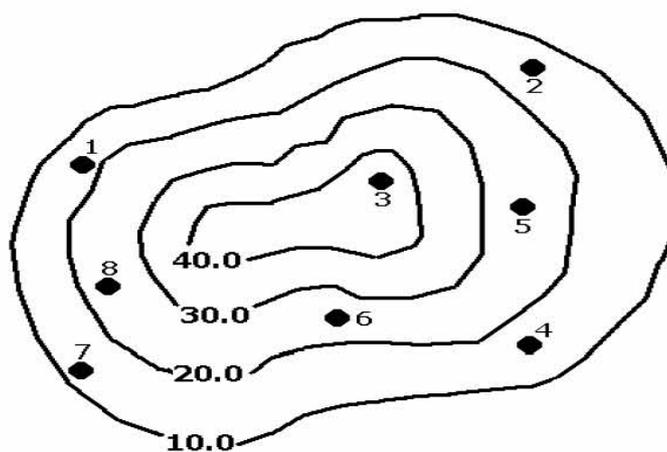
$A_j$  = Área del intervalo en estudio.

n = Número de pozos en el yacimiento.

Por último un método que considera los planos de isoporosidades e isosaturaciones de agua. Son los que se realizan sobre planos de localizaciones de pozos, se anotan los valores medios calculados de porosidad y saturación de agua para cada pozo y se procede a realizar configuraciones de curvas de igual valor de porosidad y saturación, como muestran las siguientes figuras 16 y 17. El proceso de construcción de estos planos es similar al utilizado por los *métodos de cimas y bases e isopacas*.



**Figura 16.** Plano de isoporosidades



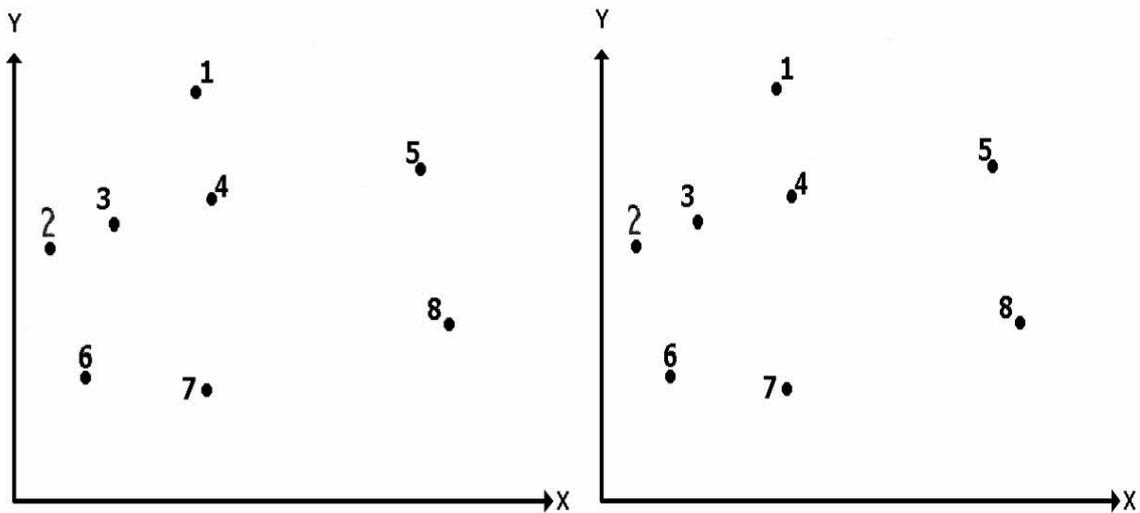
**Figura 17.** Plano de isosaturaciones de agua

### **MÉTODO DE CIMAS Y BASES**

Es un método volumétrico para determinar el volumen original de hidrocarburos, mediante el cálculo del volumen original de hidrocarburos, el cálculo del volumen de roca y así como también el empleo de los planos de *Cimas* y *Bases*. Este método se soporta en la configuración de mapas con curvas de igual profundidad tanto de las *Cimas* como las *Bases* de la formación para cuya preparación será necesario disponer de planos con las localizaciones de todos los pozos que constituyen el campo en estudio. Los registros geofísicos son de gran utilidad para determinar la *Cima* y la *Base* de la formación productora de cada uno de los pozos.

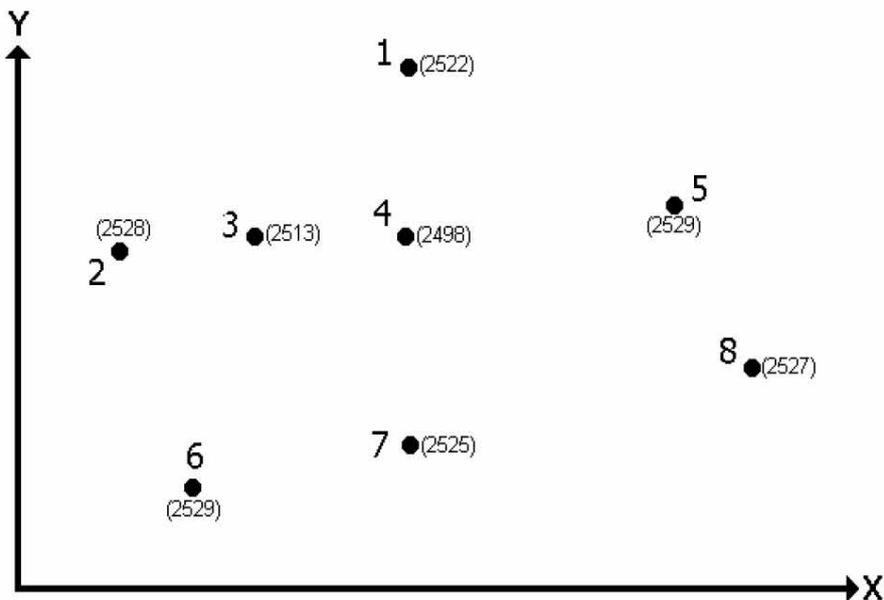
**PROCEDIMIENTO:**

1. El primer paso es la recopilación de información, como el nombre del pozo, las coordenadas, la elevación de la mesa rotatoria, la profundidad de la *Cima*, la profundidad de la *Base* y el factor de compacidad entre otros datos.
2. El siguiente paso es construir dos planos de localizaciones que contengan a todos los pozos como se muestra en la figura 18.



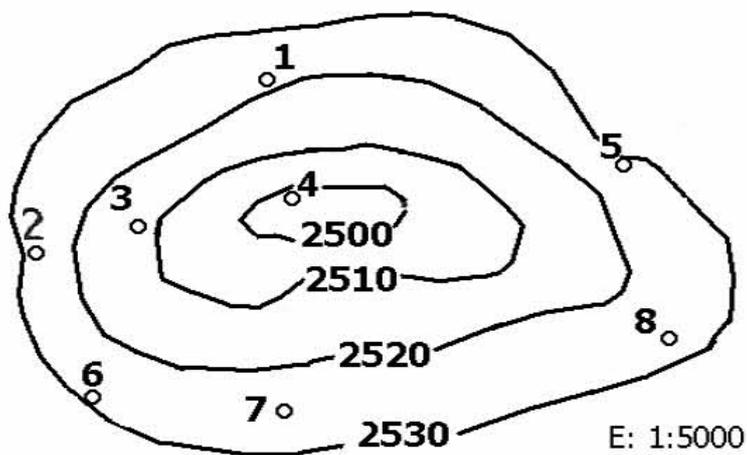
**Figura 18.** Planos de localización donde se encuentran localizados los pozos

3. En uno de los planos se afecta a cada uno de los pozos por el valor de la profundidad de la *Cima* en *mbnm* (metros verticales bajo el nivel del mar), como el mostrado en la figura 19.



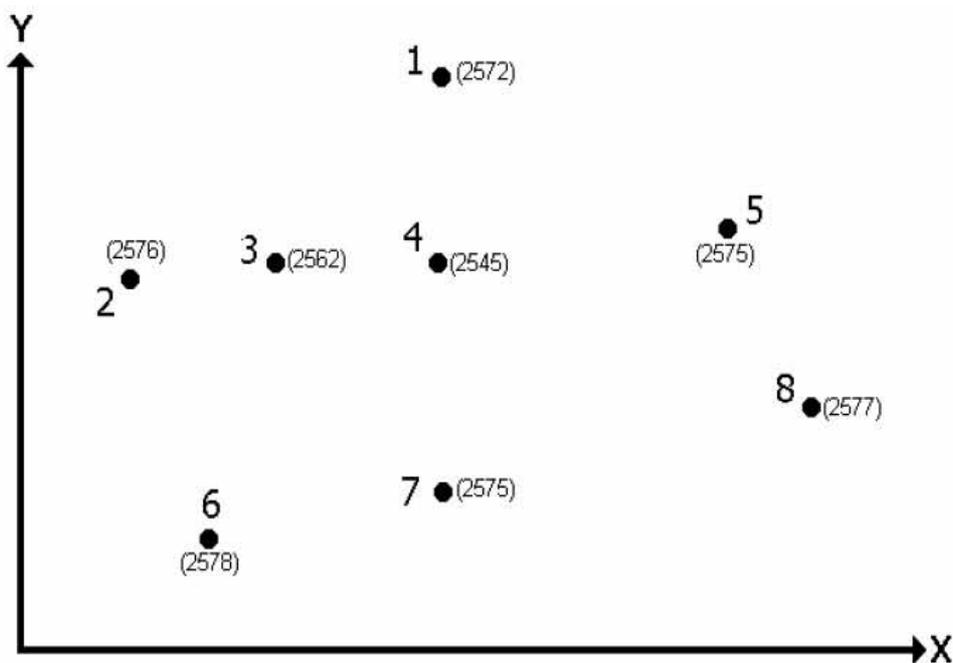
**Figura 19.** Plano de localización de los pozos con valores de profundidad de las Cimas

4. En este paso se realiza la configuración de curvas de igual valor de profundidad de *Cima*, con lo que se conforma el *Plano de Cimas* mostrado en la figura 20 (Para lo anterior se utilizan técnicas de *interpolación y/o extrapolación*, según convenga).



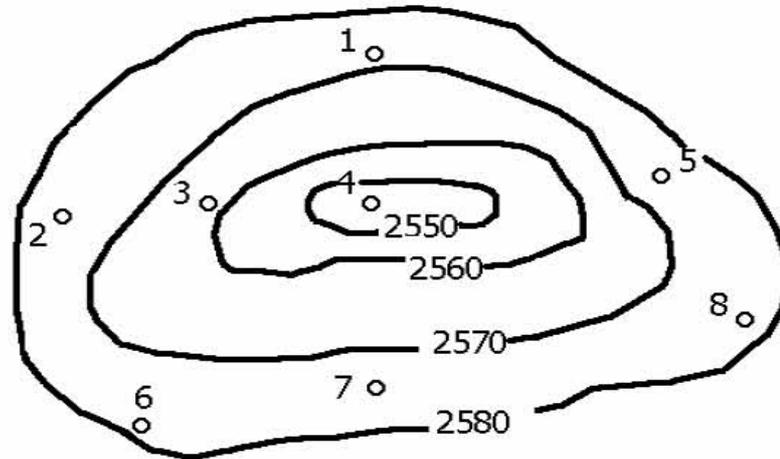
**Figura 20.** Plano de cimas

5. En el otro plano de localizaciones, se anota a cada pozo el valor de la profundidad de la *Base* en mvbnm (metros verticales bajo el nivel del mar), como se muestra en la figura 21.



**Figura 21.** Plano de localización de los pozos con valores de profundidad de las Bases

6. Se configuran curvas de igual valor de profundidad de *Base*, así quedará integrado el *Plano de Bases* como es mostrado en la figura 22.



E: 1:5000

**Figura 22.** Plano de bases

7. Ahora se procede a determinar el área encerrada en cada curva de cada plano, las dimensiones reales tomarán en cuenta el valor de la escala del plano. Las áreas encerradas por las diferentes curvas se miden, sea con la ayuda de un planímetro o usando fórmulas de integración numérica conocidas, los valores encontrados se anotan en una tabla como se muestra a continuación.

(1)	(2)	(3)
No. De Pozo	Profundidad de las Cimas (m. b. n. m.)	Profundidad de las Bases (m. b. n. m.)
1	2522	2572
2	2528	2576
3	2513	2562
4	2498	2545
5	2529	2575
6	2529	2578
7	2525	2575
8	2527	2577

**Tabla 2**

Se determina el área delimitada por los perfiles de *Cimas* y *Bases*, esto es que se construye una gráfica como muestra la figura 23.

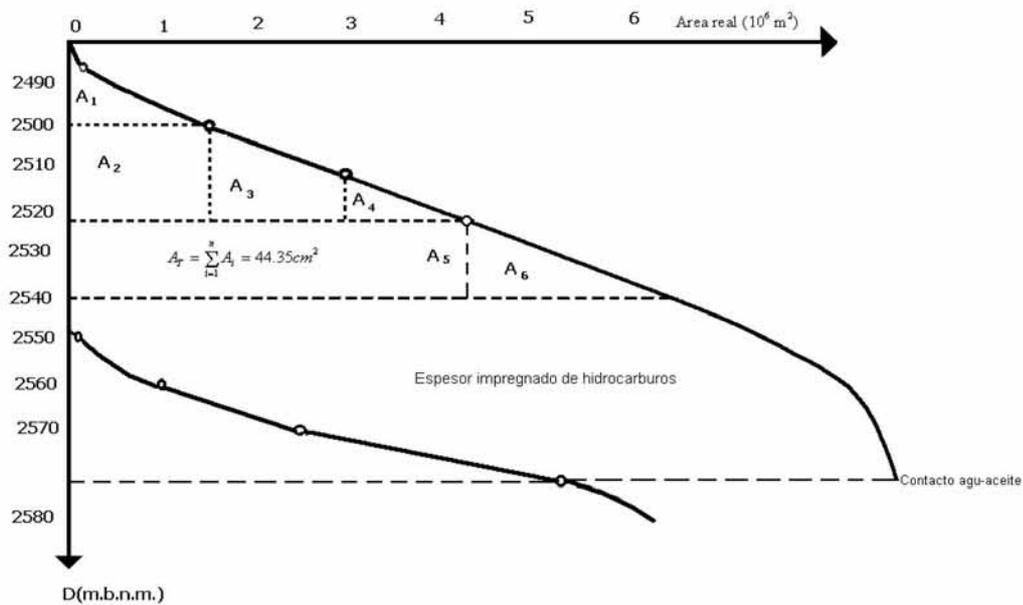


Figura 23. Gráfica que determina el área delimitada por los perfiles de las Cimas y las Bases

8. En este paso se graficarán los valores anteriores en un sistema ortogonal. Se obtienen los valores de  $\phi$  (porosidad) y de  $S_w$  mediante la aplicación del teorema del valor medio.

Donde el valor del área encontrado se multiplica por la escala de la gráfica y así obtener el *volumen bruto de roca*, que al multiplicarlo por la porosidad media de la formación y por la saturación media de hidrocarburos, nos da aproximadamente el volumen de hidrocarburos, que se desea conocer.

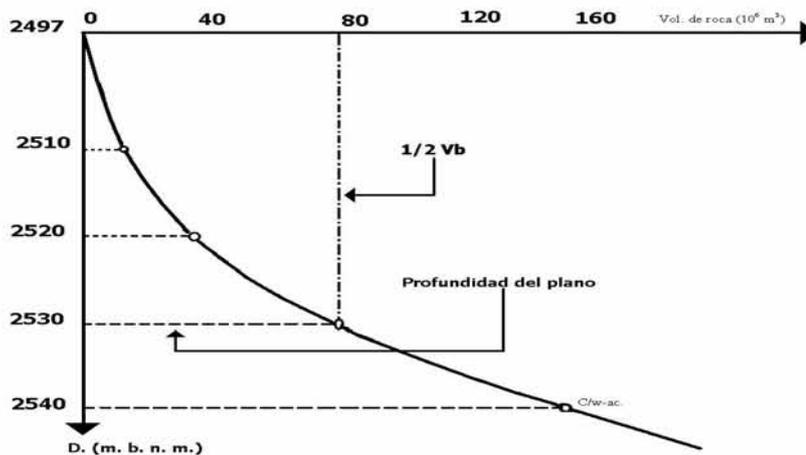


Figura 24.

9. Al graficar los volúmenes acumulados contra profundidad, se obtiene una curva similar a la de la figura 24, en ella se obtiene el cierre del yacimiento que corresponde al volumen total de hidrocarburos, al tener una recta vertical que intercepta la tendencia de volumen acumulado y a partir de este punto será horizontal, obteniéndose así el plano de referencia cuya importancia ya se menciona.

10. Los valores de  $\bar{\phi}$  y de  $\bar{S}_w$  se obtienen con las ecuaciones que se presentan a continuación

$$\bar{\phi} = \frac{\sum_{i=1}^n h_i \bar{\phi}_i}{\sum_{i=1}^n h_i} \quad (1-59)$$

$$\bar{S}_w = \frac{\sum_{i=1}^n h_i S_{wi}}{\sum_{i=1}^n h_i} \quad (1-60)$$

En estas ecuaciones solo se consideran los intervalos después de los cortes de agua y porosidad considerados como mínimos.

11. Obtener el volumen original de hidrocarburos a condiciones de yacimiento mediante la siguiente expresión:

$$V_{Hc} = V_r \bar{\phi} (1 - \bar{S}_w) \quad (1-61)$$

La ecuación anterior se aplica si la roca es homogénea, en caso de que no lo sea, entonces se hace intervenir al factor de compacidad.

$$V_{HC} = F_c V_r \bar{\phi} \quad (1-62)$$

Donde:

$V_{Hc}$  = Volumen de hidrocarburos.

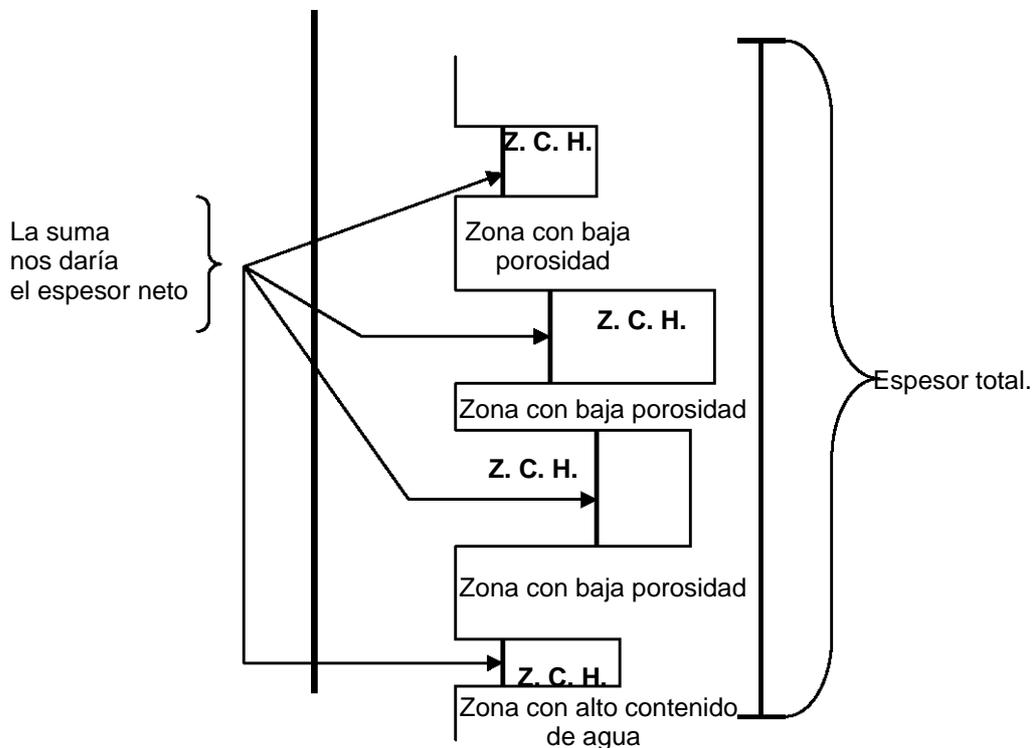
$F_c$  = Factor de compacidad o factor neto de formación.

$$F_c = \frac{h}{H} \quad \text{con } F_c < 1 \quad (1-63)$$

ya que:

H = Espesor total de la roca.

$h$  = Espesor neto de la roca.



Z. C. H. = Zona Con Hidrocarburos.

**Figura 25.**

Es importante mencionar que no siempre es conocida la base de una formación productora. En una estructura acumuladora de hidrocarburos de tipo cerrada, la base puede ser perfectamente diferenciada a partir de los registros geofísicos que se tomaron en cada uno de los pozos perforados durante el desarrollo del campo, cuando se pasa de una formación porosa y permeable (arenas, calizas, etc.). Sin embargo, en una estructura acumuladora de hidrocarburos asociados con un acuífero o agua de fondo, la base o límite inferior del yacimiento será *el agua de fondo* o contacto *agua-hidrocarburo*, el cual normalmente se considera horizontal al inicio de la explotación.

La figura 26 presenta el caso donde existe un contacto *agua-hidrocarburos*.

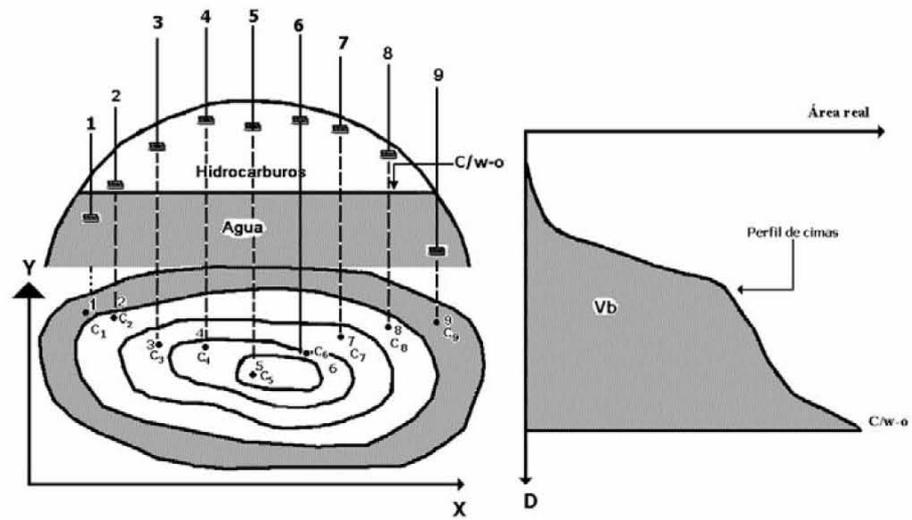
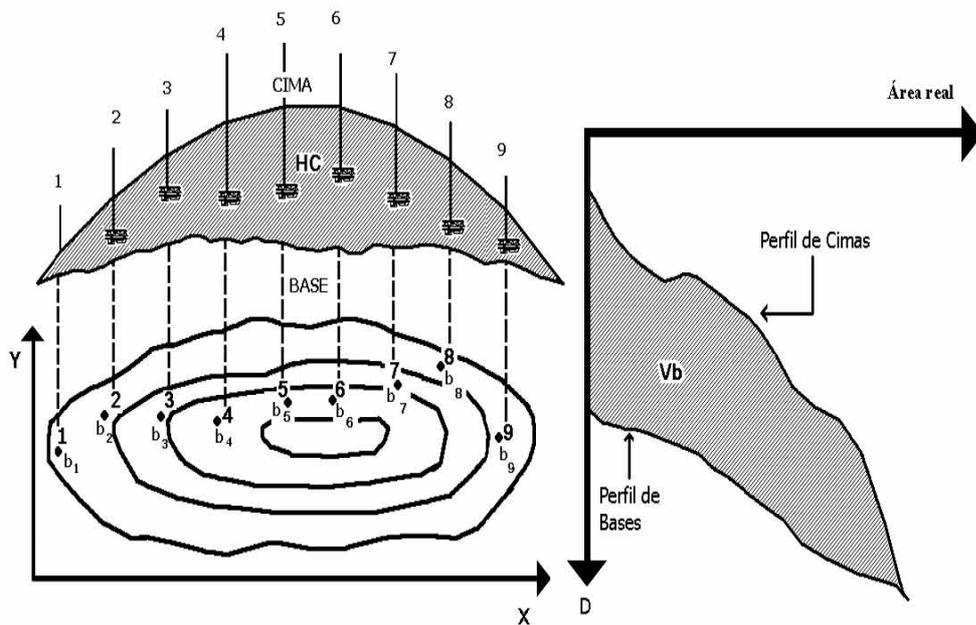


Figura 26. Plano de cimas

Para el siguiente caso se nos muestra la existencia de la base en el yacimiento.



Vb = Volumen total de roca.

Figura 27. Plano de bases

Para el tercer caso puede observarse en la figura la existencia de base y contacto agua-hidrocarburo.

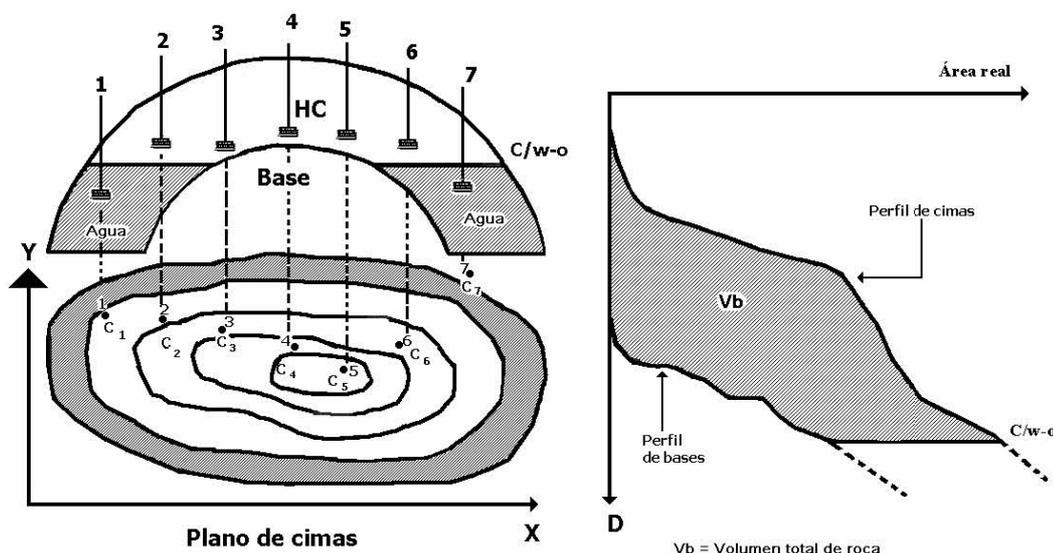


Figura 28. Plano de cimas

### ISOHIDROCARBUROS O ISOÍNDICES DE HIDROCARBUROS

Este método al igual que el método de Cimas y Bases, también es un método volumétrico, aunque es importante destacar que este método permite un cálculo más confiable y preciso del volumen original de hidrocarburos, puesto que considera implícitamente las variaciones que sufren los parámetros de porosidad y saturación de agua, tanto vertical como árealmente; esto se logra a partir del conocimiento del índice de hidrocarburos, asociados a la formación productora en cada pozo, su limitante en ocasiones es la falta de información confiable.

Físicamente, el índice de hidrocarburos es una medida del volumen de hidrocarburos a condiciones de yacimiento, que existe en la roca proyectada sobre un metro cuadrado alrededor de un pozo, es el producto del espesor de la formación por su porosidad y por la saturación de hidrocarburos, es decir:

$$I_{hcs} = \phi \ h(1 - S_w) \quad (1-64)$$

Al hacer la configuración de Iso-índices de hidrocarburos para abreviar *Isohidrocarburos* se tendrá en cada punto de la superficie del terreno el volumen de hidrocarburos a condiciones del yacimiento en un metro cuadrado de terreno alrededor del punto. Al ponderar estos índices con las áreas respectivas y se podrá obtener el volumen total de hidrocarburos en el yacimiento.

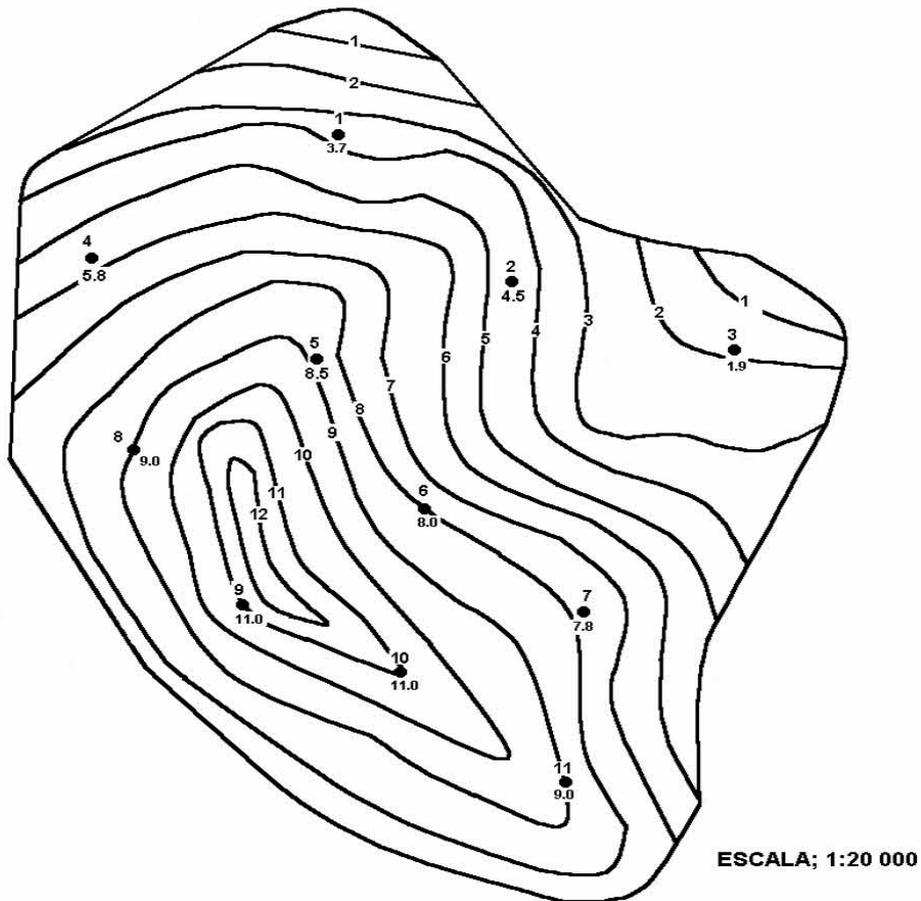
Las ventajas que ofrece este método sobre el de isopacas, son las siguientes:

1. Toma en cuenta la heterogeneidad del yacimiento en cuanto se refiere a porosidad, saturación de agua intersticial y espesor impregnado.
2. Permite visualizar de inmediato las áreas a desarrollar en los campos.
3. Permite delimitar los yacimientos por cualquiera de las causas siguientes:

- a) espesor tendiendo a cero (acuñamiento).
- b) Saturación de agua intersticial tendiendo a 100%.
- c) Porosidad tendiendo a cero.

En cualquiera de estos casos el índice de hidrocarburos tiende a cero.

- 4. No es necesario determinar los valores medios de espesor, saturación de agua y porosidad.



**Figura 29.** Plano de Iso-hidrocarburos

Dada la configuración de isohidrocarburos de la figura 29. De la medición con planímetro de cada una de las áreas encerradas por las diferentes curvas de isohidrocarburos, para este ejemplo se tienen los datos de la tabla 3.

(1)	(2)	(3)
Índice de isohidrocarburos en [m <sup>3</sup> Hd/m <sup>2</sup> terreno]	Área del plano en [cm <sup>2</sup> ]	Área del terreno en Metros [10 <sup>6</sup> cm <sup>2</sup> ]
0	200.2	8.01
2	186.0	7.44
3	170.9	6.84
4	153.9	6.16
5	136.2	5.45
6	116.1	4.64
7	96.4	3.86
8	70.5	2.82
9	41.9	1.68
10	21.3	0.85
11	7.8	0.31
12	1.5	0.06

Tabla 3

Llevando la primera y la última columna de la tabla a la gráfica de la figura 30 se puede obtener el volumen de hidrocarburos a condiciones de yacimiento, midiendo el área bajo la curva de esta gráfica entre las abscisas cero y área máxima.

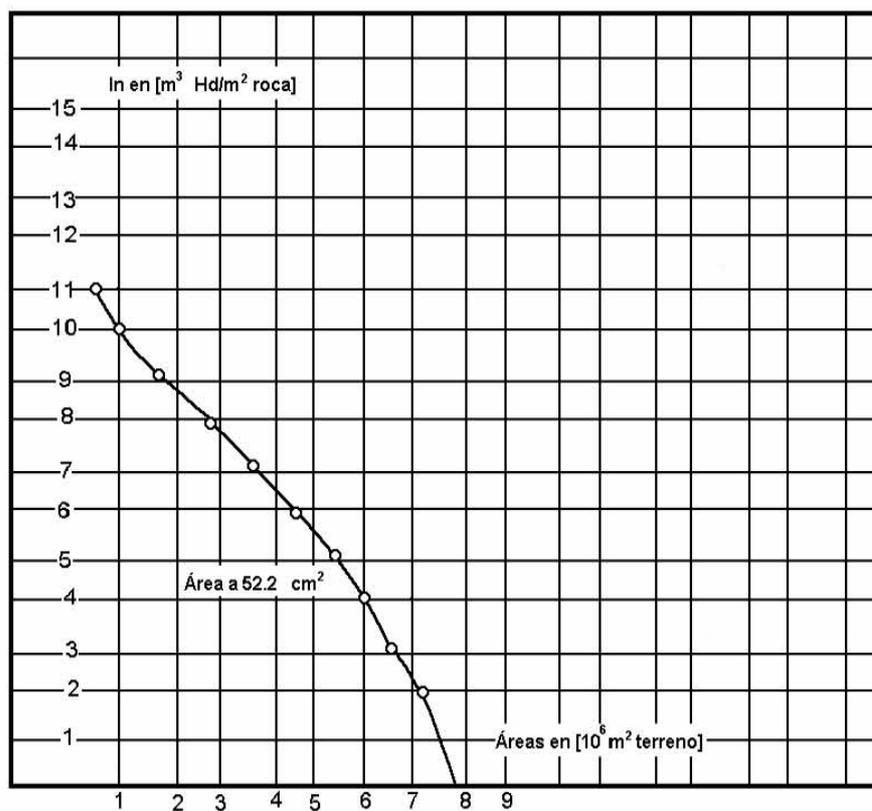


Figura 30 Gráfica correspondiente al plano de Iso-hidrocarburos

---

De la gráfica se puede observar que el área es de 52.2 cm<sup>2</sup>.

$$\text{Factor de conversión} = \frac{1 \times 10^6 \text{ m}^3_{Hd} @ C. Y.}{\text{cm}^2 \text{ de la gráfica}} \quad (1-65)$$

∴ El volumen original de hidrocarburos en m<sup>3</sup> a C. Y. = 52.2X10<sup>6</sup>

Para tener el volumen de hidrocarburos a condiciones atmosféricas, es necesario aplicar un factor de volumen de la fase líquida o de la fase gaseosa, según se trate de un líquido o de un gas.

#### PROCEDIMIENTO:

- a) Como primer paso se realiza la recopilación de información del pozo como coordenadas, índice de hidrocarburos, elevación de la mesa rotatoria, profundidad de cima, etc.
- b) Una vez que se han recopilado los datos, se procede a construir un plano de localizaciones.
- c) En este paso se asigna a cada pozo el valor del índice de hidrocarburos que le corresponda.
- d) Se procede a configurar curvas que unan puntos de igual valor de índice de hidrocarburos (curvas de isohidrocarburos).
- e) Determinar mediante el planímetro o cualquier método de integración numérica, el área que encierra cada curva del plano.
- f) Se construye una gráfica de índice de hidrocarburos vs superficie encerrada. Si existen accidentes geológicos éstos se tomarán en cuenta.
- g) Se completa con un plano de cimas del yacimiento, por lo que se tendrá que construir este último plano.

#### BALANCE HIDROLÓGICO

En cada zona, según las condiciones geológicas y climatológicas existentes, un cierto volumen de agua de lluvia, que no es medible en forma directa, se infiltra para alimentar a los acuíferos. El volumen infiltrado constituye el recurso renovable del acuífero; su conocimiento es indispensable para planear el aprovechamiento racional del agua que se encuentra en el subsuelo, pues la extracción de un volumen sensiblemente mayor puede ocasionar efectos perjudiciales que en algunas ocasiones, llegan a inutilizar parcialmente un acuífero.

La capacidad de un acuífero para transmitir y almacenar agua, depende de la forma, acomodo y distribución granulométrica de las partículas que lo constituyen; el grado de compactación o cementación de las mismas y las dimensiones del acuífero (extensión y espesor).

**MÉTODO INDIRECTO:** Se ha intentado cuantificar los volúmenes infiltrados por métodos indirectos, tales como el análisis del ciclo hidrológico y la aplicación de coeficientes de infiltración.

El primer método consiste en estimar los volúmenes de escurrimiento, precipitación y evaporación, para calcular la infiltración por diferencia en la ecuación del ciclo hidrológico, se tiene:

---

$$I = P - E - s \quad (1-66)$$

para lo cual:

I = Infiltración.

P = Precipitación.

E = Evaporación real.

s = Escurrimiento superficial.

El escurrimiento superficial puede conocerse en forma más o menos aproximada, mediante estaciones hidrométricas instaladas en las corrientes que drenan en el área.

Una estimación de los volúmenes precipitados puede hacerse, si se tienen estaciones climatológicas distribuidas en el área estudiada.

La estimación de la evaporación real es el mayor problema y constituye la deficiencia principal del método. La evaporación medida mediante evaporímetros y calculada mediante fórmulas, es potencial; es decir, la que ocurriría de una masa de agua o de un terreno infinitamente saturado. La evaporación real es una cierta fracción del potencial, que depende de las condiciones de humedad del suelo. Como estas últimas varían constantemente en el área y en el tiempo, en forma prácticamente imposible de conocer, cualquier valor que se le suponga a dicha fracción puede estar completamente fuera de la realidad.

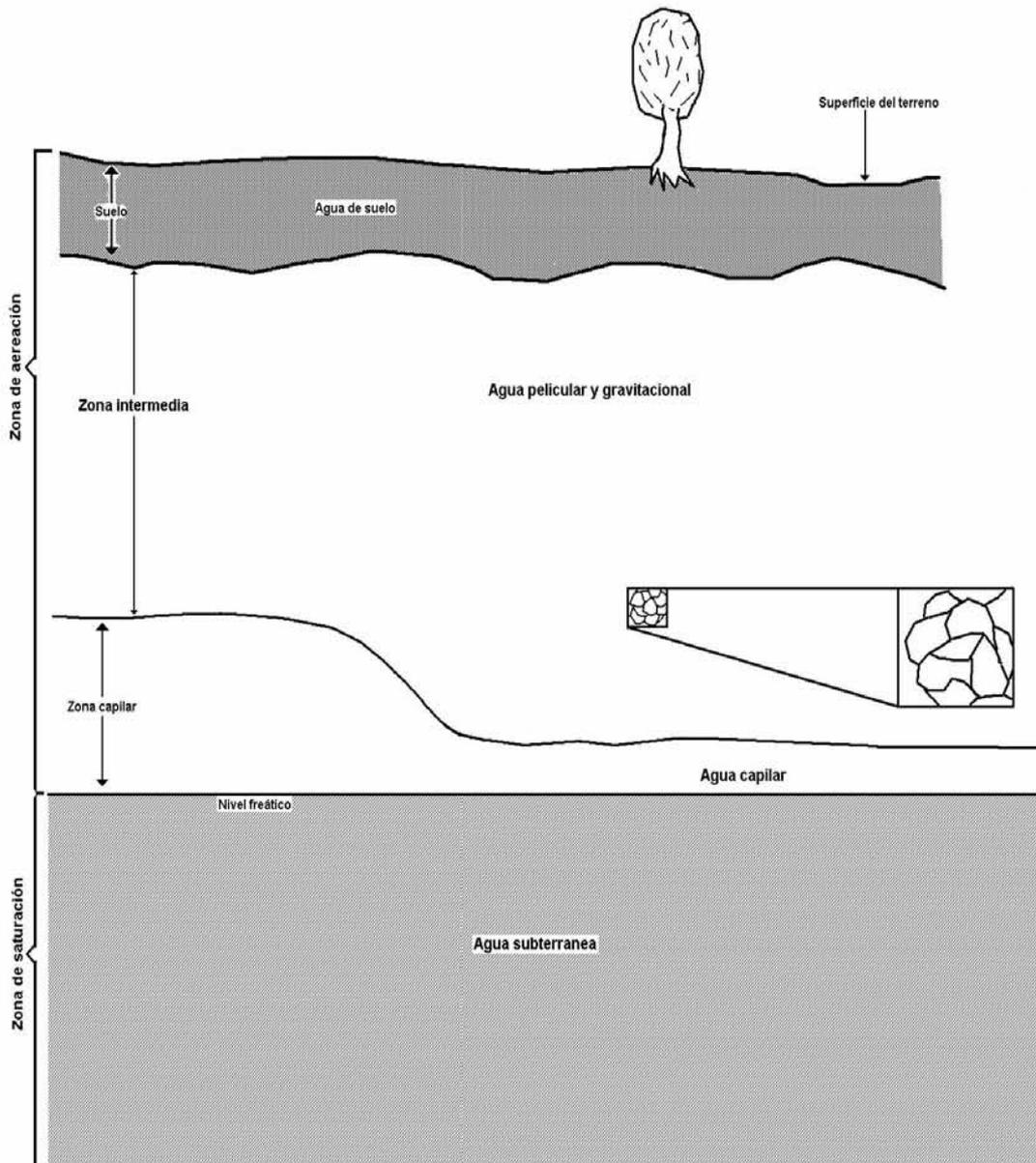
Por todo lo anterior, este método carece de validez por la inconsistencia de las hipótesis en que se basa.

Por otra parte, cabe indicar que aun cuando pudiera ser estimado con cierta precisión, el volumen de infiltración no corresponde necesariamente a la recarga de un acuífero, pues una parte de él es retenida por las formaciones que se encuentran arriba del nivel freático. En algunos casos, incluso, puede ocurrir que todo el volumen infiltrado sea retenido y que el acuífero no reciba recarga alguna.

Por lo que es evidente que los métodos indirectos son totalmente inadecuados para determinar la potencialidad de un acuífero.

**BALANCE DE AGUA SUBTERRÁNEA:** La evaluación de la potencialidad de un acuífero debe realizarse mediante un método que trabaje directamente con el acuífero, con el agua ya infiltrada y relativamente al margen de los fenómenos que ocurren en la superficie. Este método recibe el nombre de balance de agua subterránea.

Un acuífero es un recipiente subterráneo como podemos observar en la figura 31, el cual tiene recargas, descargas y un cierto almacenamiento. Como respuesta a la acción combinada de las recargas y descargas, el nivel del agua del recipiente varía, descendiendo si la recarga es menor que la descarga, y ascendiendo, en el caso contrario. La recarga, la descarga y las variaciones en el almacenamiento, en un intervalo de tiempo dado, están relacionadas por un principio universal: el *principio de la conservación de la materia*. El balance de agua subterránea se basa en este principio, y tiene por objetivo principal la determinación del volumen de recarga de un acuífero.



**Figura 31.** Distribución del agua en el suelo

**ECUACIÓN DE BALANCE:** A la ecuación que expresa el principio de conservación de la materia, aplicado a un acuífero, o porción del mismo, se le llama ecuación de balance de agua subterránea. En su forma más simple, esta ecuación es:

$$\text{Recarga} - \text{Descarga} = \text{Cambio de almacenamiento} \quad (1-67)$$

Ahora bien: tanto la recarga como la descarga ocurren en diferentes formas. La recarga puede ocurrir por flujo subterráneo ( $E_h$ ) o por recarga vertical en el área de balance ( $R$ ). La descarga puede tener lugar por flujo subterráneo ( $S_h$ ); aflorando en forma de manantiales, o a una corriente superficial ( $D$ ); mediante pozos de bombeo ( $B$ ), y por evapotranspiración en zonas con nivel freático somero ( $E_v$ ). Si llamamos  $V$  al cambio en almacenamiento, la ecuación puede ser también expresada como:

$$E_h + R - S_h - D - B - E_v = V \quad (1-68)$$

La expresión (1-66), es la ecuación general del balance de agua subterránea. En cada caso, según el mecanismo de recarga y descarga del acuífero en estudio y del intervalo de tiempo seleccionado para plantear el balance, cada uno de los términos de la ecuación (1-66) podrá o no, aparecer. Por ejemplo, si se trata de un acuífero limitado totalmente por fronteras impermeables, los términos  $E_h$  y  $S_h$  no aparecerán, ya que no existe entrada ni salida por flujo subterráneo. Si el acuífero no tiene descarga por evapotranspiración ni por afloramientos, los términos  $D$  y  $E_v$  serán suprimidos de la ecuación. Por otra parte, la ecuación de balance para un mismo acuífero podrá variar de un intervalo de tiempo a otro: la ecuación correspondiente a un período de estiaje no incluirá el término  $R$ , mientras que la correspondiente a un período lluvioso, si lo incluirá.

En todos los casos, es necesaria una idea más o menos clara del comportamiento del acuífero, para plantear su ecuación de balance.

El área utilizada para efectuar el balance de agua subterránea depende de varios factores. Por una parte, lo ideal sería efectuar el balance para todo el acuífero (valle, planicie) a fin de conocer su potencialidad total; sin embargo, esto no siempre es posible, debido a que la aplicación del balance requiere del conocimiento del comportamiento del acuífero, observado en pozos, los cuales no siempre se encuentran distribuidos en toda el área, sino que sólo en una porción de la misma. Por consiguiente, en muchas ocasiones el área de balance tiene que limitarse al área con datos disponibles.

Otras veces, aun cuando se dispone de información acerca del comportamiento y características de todo el acuífero, puede interesar, por alguna razón, conocer especialmente el funcionamiento y potencialidad de una porción del mismo. En este caso el área de balance se limitará a esa porción.

El área de balance puede estar limitada por fronteras reales, geológicas e hidrológicas, tales como afloramientos o masas de agua (mar, lagos, etc.), y por fronteras imaginarias.

Cuantificación de los términos de la ecuación de balance.

Una vez seleccionada el área de balance se procede a evaluar los términos de la ecuación. Los volúmenes de entrada y salida por flujo subterráneo,  $E_h$  y  $S_h$ , se obtienen multiplicando los caudales de flujo que pasan por el perímetro del área de balance, es decir:

$$E_h = \sum_1^{ne} Q_j t = \sum_1^{ne} T_j B_j i_j t \quad (1-69)$$

En que  $T_j$ ,  $B_j$  e  $i_j$  son la transmisibilidad, el ancho de flujo y el gradiente, del canal de flujo  $j$ , respectivamente;  $t$  es el intervalo de tiempo considerado para plantear el balance, y  $ne$  es el número de canales de flujo de entrada, definidos en la periferia del área de balance. En la misma forma se calcula  $S_h$ .

El volumen descargado por el acuífero a un río y en forma de manantiales,  $D$ , se cuantifica mediante estaciones de aforo para medir la descarga de los manantiales y el caudal base de las corrientes.

El volumen de bombeo,  $B$ , podría conocerse fácilmente y con precisión, si los pozos contaran con medidores instalados en la descarga de los equipos de bombeo. Como esto no se tiene en la mayoría de los casos, es necesario recurrir a estimaciones indirectas, basadas en superficies y láminas de riego o en caudales y tiempo de bombeo.

El cambio de almacenamiento se calcula a partir de la evolución piezométrica y del coeficiente de almacenamiento del acuífero. Mediante las curvas de igual evolución del nivel estático correspondientes al intervalo de tiempo seleccionado para plantear el balance, se calcula, en el caso de un acuífero libre, el volumen de acuífero drenado o saturado en dicho intervalo, y en el caso de un acuífero confinado, la variación total de la presión en el mismo intervalo. Este volumen o esta variación de presión, multiplicado por el coeficiente de almacenamiento es conocido mediante pruebas de bombeo, o inferido a partir del conocimiento de la geología subterránea; pero en otros, su valor regional es muy dudoso. Cuando ocurre esto último, el coeficiente de almacenamiento se considera como una incógnita a despejar en la ecuación de balance.

La recarga vertical en el área estudiada, es un término que no puede obtenerse en forma directa, y sólo puede cuantificarse despejándolo de la ecuación. Para incluirla en la ecuación o ecuaciones de balance, es necesario tener un conocimiento aproximado de la forma en que ocurre y de su distribución en el tiempo. Es necesario saber, por ejemplo, si la recarga al acuífero se concentra en unos cuantos meses del año, o si ocurre a lo largo de todo el año como en el caso de zonas agrícolas regadas con agua superficial, en las que los retornos de agua de riego y las pérdidas por infiltración en los canales, propician la alimentación prácticamente continua del acuífero.

Dado que la recarga es un fenómeno cíclico, se calcula su valor por ciclo; es decir, por año.

El número de ecuaciones de balance que deben plantearse, dependerá, en cada caso, del número de incógnitas a despejar. Si la única incógnita es la recarga, bastará con plantear una ecuación, que puede ser la correspondiente a un año o a la fracción del mismo en la que se considere que ocurre la recarga. La solución de la ecuación proporcionará la recarga anual buscada.

Si además de la recarga se tiene otra incógnita (un coeficiente de almacenamiento regional, por ejemplo), será necesario plantear dos ecuaciones, correspondientes a dos intervalos de tiempo independientes, que pueden ser dos fracciones complementarias de un año; por ejemplo: enero-junio y julio-diciembre.

En general, será necesario plantear tantas ecuaciones como incógnitas se tengan; aunque en la gran mayoría de los casos el número de las incógnitas es de uno a dos.

Regularmente, una evaluación basada en la información correspondiente a un año, proporciona una idea preliminar de la recarga al acuífero y de las condiciones de explotación en que se encuentra el mismo. Sin embargo, como la recarga no es constante en el tiempo, si no que varía de un año a otro, por la distribución de las precipitaciones entre otros factores, es necesario obtener la recarga correspondiente a varios años con diferentes condiciones de precipitación, a fin de obtener una recarga media anual.

## CAPITULO II

# FUERZAS QUE INTERVIENEN EN EL MOVIMIENTO DE FLUIDOS Y FLUJO DE FLUIDOS HACIA LOS POZOS

Los fluidos que se encuentran en el yacimiento están sometidos a la acción de un número de fuerzas naturales que desplazan al hidrocarburo hasta los pozos de producción o retienen el hidrocarburo dentro del yacimiento. Estas fuerzas varían durante la historia de producción del campo de acuerdo con el tipo de estructura y roca de acumulación, así como las características propias del hidrocarburo almacenado. En forma semejante la energía acumulada disponible que es responsable para los procesos de producción natural varía con las condiciones del yacimiento.

### II.1 FUERZAS INVOLUCRADAS EN EL MOVIMIENTO DE FLUIDOS EN EL YACIMIENTO

Las principales fuerzas que intervienen en el movimiento de los fluidos en un yacimiento de hidrocarburos son la fuerza de presión, de empuje, gravedad, viscosidad y capilaridad. La fuerza de inercia, que opone un cuerpo a cambiar su estado de reposo o de movimiento, es muy pequeña comparada con las anteriores en el caso de flujo en régimen laminar, que es el que ocurre generalmente en los yacimientos, por lo que no se toma en cuenta. En la ingeniería de yacimientos es importante el estudio de las fuerzas involucradas en los yacimientos de hidrocarburos para realizar un mejor aprovechamiento de dichas fuerzas, las cuales permitirán la extracción óptima de los hidrocarburos.

#### FUERZA DE PRESIÓN

La fuerza de la presión es la energía disponible más importante para la explotación del yacimiento. Se denomina presión del yacimiento, presión de los fluidos o presión de la formación. La presión debe de ser medida en el primer pozo que se perfora y antes de comenzar a producir. Es determinada a nivel de la capa productiva como la fuerza por unidad de área que es ejercida por los fluidos.

$$\bar{F}_p = \nabla p dv \quad (2-1)$$

donde el signo menos se utiliza para obtener  $\bar{F}_p$  positiva en la dirección en que disminuye P.

#### FUERZA SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL

Es importante mencionar que una de las fuerzas que más interesan en el estudio de la ingeniería de los yacimientos es conocida como **g**, que representa la aceleración de la gravedad. Las fuerzas diferenciales

de gravedad tienen, por lo general, un efecto significativo sobre el funcionamiento del yacimiento en campos de alta presión, de gran espesor, de alto relieve estructural y un ángulo de echado pronunciado. La fuerza de empuje se representa como:  $\bar{F}_e$ , esta fuerza es debido al principio de flotación de Arquímedes y está dada por la ecuación:

$$\bar{F}_e = \bar{k}\rho_1 g dv \quad (2-2)$$

donde  $\rho_1$  es la densidad del fluido desalojado. El gas es el fluido que recibirá un mayor empuje vertical hacia arriba, porque es el que desaloja a un fluido mucho más denso que él y este puede ser el aceite o el agua.

La fuerza que estudiamos en este caso es la fuerza de gravedad, su expresión está dada por la siguiente ecuación:

$$\bar{F}_g = -\bar{K}\rho_2 g dv \quad (2-3)$$

donde el signo menos indica que está dirigida hacia abajo y  $\rho_2$  es la densidad del fluido sobre el que se ejerce la fuerza de gravedad ( $\bar{F}_g$ ).

La fuerza de segregación gravitacional es la suma de la ecuación (2-2) y (2-3), la representación matemática queda como:

$$\bar{F}_{sg} = \bar{F}_e + \bar{F}_g = \bar{k}(\rho_1 - \rho_2) g dv \quad (2-4)$$

En los casos en los que se tienen condiciones muy favorables de segregación gravitacional (alta permeabilidad vertical, baja viscosidad del aceite, gran espesor o fuerte echado del yacimiento), la eficiencia de recuperación de aceite es muy alta, pudiendo ser superior al 80% de N.

### FUERZA DE VISCOSIDAD

Las saturaciones de fluidos en cualquier punto del yacimiento dependen de las condiciones locales especialmente la relación local entre las fuerzas viscosas, la gravedad, la capilaridad y la dirección relativa del flujo.

La gravedad local, la capilaridad y las fuerzas viscosas tienen diferentes valores en las diferentes partes del yacimiento. Para obtener el número capilar es necesario utilizar las fuerzas de viscosidad y la de capilaridad:

$$N_{vc} = \frac{u\mu_o}{\sigma \cos \theta} = \frac{\text{Fuerza de Viscosidad}}{\text{Fuerza Capilar}} \quad (2-5)$$

para lo cual:

$N_{vc}$  = Número capilar, [fracción]

$u$  = Velocidad del flujo local, [cm/seg].

$\mu_o$  = Viscosidad del aceite, [cp].

$\sigma$  = Tensión interfacial del fluido, [dinas/cm].

$\theta$  = Ángulo de contacto entre la interfase agua aceite y el sólido, [grados]

Al aumentar la distancia del pozo, la velocidad del fluido vuelve a ser pequeña, las fuerzas de viscosidad se vuelven menos significantes y las fuerzas gravitacionales y capilares dominan el valor de  $N_{vc}$  en la ecuación (2-5) disminuye.

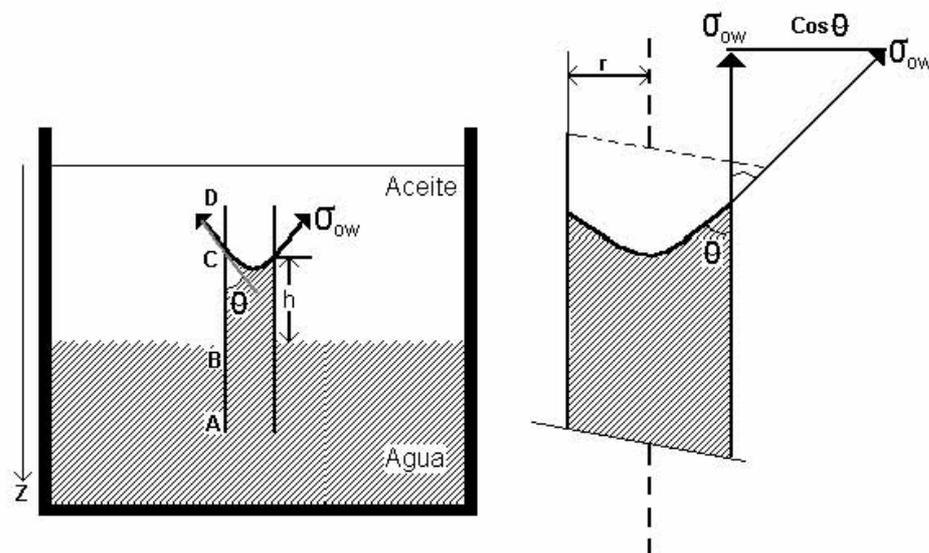
Las fuerzas de la viscosidad son representadas como la viscosidad del fluido, la velocidad del flujo y la longitud de la trayectoria del flujo (relacionado por  $1/\theta$ ); mientras las fuerzas capilares son representadas por la tensión interfacial.

### FUERZA DE CAPILARIDAD

Las fuerzas capilares en los yacimientos de gas y aceite resultan del efecto combinado de las tensiones superficiales y de las tensiones interfaciales de los líquidos, del tamaño y forma de los poros y de las propiedades humectantes de la roca de acumulación.

Para comprender el efecto de capilaridad, es necesario entender que es la mojabilidad, ya que es un requisito para discernir el conocimiento de las propiedades básicas de la roca del yacimiento.

**MOJABILIDAD:** La mojabilidad es un término ampliamente utilizado. Puede definirse como la tendencia de un fluido a extenderse o adherirse sobre una superficie sólida. En la aplicación de este término a la ingeniería de yacimientos, la superficie sólida es la roca del yacimiento, que pueden ser areniscas, caliza o dolomía. Los fluidos que existen en los espacios de los poros de la roca son aceite, gas y agua.



**Figura 32.** Altura del agua en un tubo capilar, cuya pared interna es preferentemente mojada por agua. Las fuerzas que actúan en el agua-aceite hacia el contacto del sólido, es mostrado en la figura de la derecha

En la figura 32 se observa un tubo capilar de corta longitud y diámetro interno uniforme, sumergido completamente en los líquidos, cruzando la interfase agua-aceite.

El nivel del agua en el interior del tubo esta formado por la onda, la altura  $h$  esta dada de la interfase agua-aceite en el tubo hasta la onda de agua formada en el interior del tubo. La siguiente relación es simple ya que para derivarla se considera el balance hidrostático y las fuerzas de tensión interfacial de la siguiente forma

$$P_A - P_D = g\rho_w(Z_A - Z_B) + g\rho_o(Z_B - Z_D) \quad (2-6)$$

$$= g\rho_w(Z_A - Z_C) + g\rho_o(Z_C - Z_D) - \frac{2\pi\sigma_{wo} \cos\theta_c}{\pi r^2} \quad (2-7)$$

con lo cual se obtiene:

$$g\rho_w(Z_B - Z_C) - g\rho_o(Z_B - Z_C) = \frac{2\sigma_{wo} \cos\theta_c}{r} \quad (2-8)$$

o bien

$$g(\rho_w - \rho_o)h = \frac{2\sigma_{wo} \cos\theta_c}{r} = P_{cap.,w-o} \quad (2-9)$$

El termino de la derecha de la ecuación (2-9) representa la presión capilar del agua-aceite. Se puede considerar como la fuerza por unidad de área generada en el tubo como el contacto entre el agua-aceite de la interfase y la pared del tubo. Las fuerzas son balanceadas por la altura de la columna del agua ( $h$ ).

$$P_{cap.,w-o} = \frac{2\sigma_{wo} \cos\theta_c}{r} = P_o - P_w \quad (2-10)$$

Si

$h > 0$ , así que  $P_{cap.,w-o} > 0$ , si  $\cos\theta_c > 0$  ( $0^\circ \leq \theta_c < 90^\circ$ ). En este caso la pared del interior del tubo, es preferentemente mojada por agua.

$h < 0$ , así que  $P_{cap.,w-o} < 0$ , si  $\cos\theta_c < 0$  ( $90^\circ < \theta_c \leq 180^\circ$ ). En este caso la pared del interior del tubo, es preferentemente mojada por aceite.

$h = 0$ , así que  $P_{cap.,w-o} = 0$ , si  $\cos\theta_c = 0$  ( $\theta_c = 90^\circ$ ). En este caso la pared del interior del tubo, tiene igual preferencia por el agua que por el aceite.

Consideremos en una forma idealizada un típico sistema agua-aceite-sólido, como se ilustra en la figura 34. Las energías de superficie en un sistema de este tipo se relacionan mediante la ecuación de Young-Dupre, en la forma siguiente:

$$\sigma_{os} - \sigma_{ws} = \sigma_{ow} \cos \theta_c \quad (2-11)$$

por lo que:

$\sigma_{os}$  = Energía interfacial entre el aceite y el sólido, [dinas/cm].

$\sigma_{ws}$  = Energía interfacial entre el agua y el sólido, [dinas/cm].

$\sigma_{ow}$  = Energía interfacial (Tensión interfacial) entre el aceite y el agua, [dinas/cm].

$\theta_c$  = Ángulo de interfase aceite-agua-sólido medido a través del agua, [grados].

Ninguna de las energías interfaciales, aceite-sólido o agua-sólido, pueden medirse directamente. Sin embargo, los términos equivalentes, la tensión interfacial aceite-agua y el ángulo de contacto, pueden determinarse independientemente en el laboratorio.

El ángulo de contacto  $\theta_c$  ha alcanzado importancia como medida de la mojabilidad. Como es mostrado en la figura 34. El valor del ángulo de contacto puede variar desde cero hasta 180° como límites. Los ángulos de contacto de menos de 90°, medidos a través de la fase de agua, indican condiciones de mojabilidad preferentemente por agua, mientras que los ángulos de contacto mayores de 90°, indican condiciones de mojabilidad preferentemente por aceite. Un ángulo de contacto exactamente de 90° indicaría que la superficie de la roca tiene igual preferencia por el agua que por el aceite.

En otras literaturas, aparecen referencias a la mojabilidad en un sentido cualitativo, donde aparecen los términos *fuertemente mojados por agua*, *fuertemente mojados por aceite* o *mojabilidad intermedia*. Algunas veces indican los límites cuantitativos de estos términos, pero a veces se utilizan los límites aproximados siguientes.

Los ángulos de contacto cercanos a cero y a 180° se consideran respectivamente como fuertemente mojados por agua y fuertemente mojados por aceite. Los ángulos de contacto cercanos a 90° tienen una moderada preferencia de mojabilidad y cubren la gama llamada *mojabilidad intermedia*.

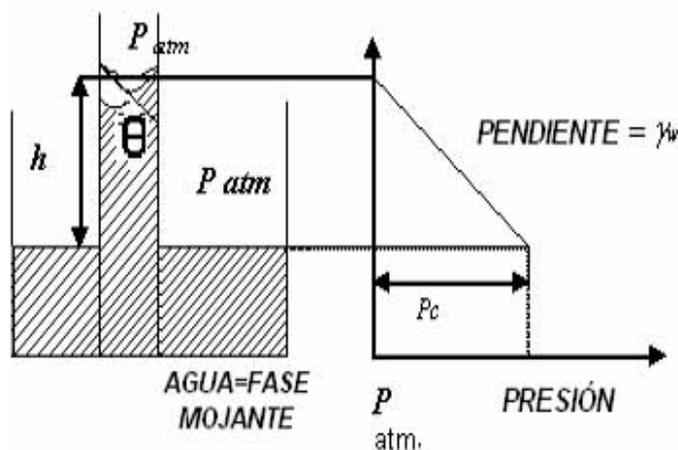
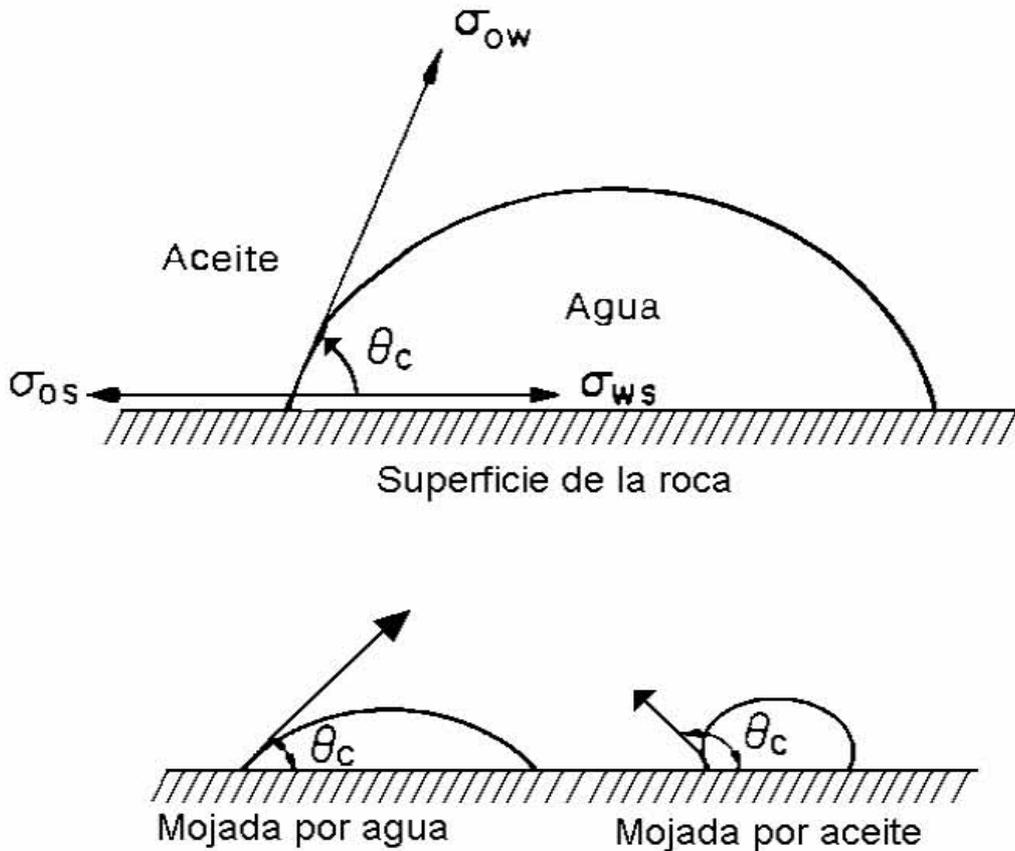


Figura 33. Fuerzas capilares



**Figura 34.** Mojabilidad de un sistema aceite-agua-sólido

Denotando la presión en el fluido humectante por  $P_w$  y en el fluido no mojante por  $P_{nw}$ , la presión capilar puede ser expresada como:

Presión capilar = (presión de la fase no mojante)-(presión de la fase mojante).

La presión capilar se presenta cuando se tienen fluidos que son agua y aceite, agua y gas (incluso aire) o aceite y gas. Cuando dos fluidos inmiscibles están en contacto, existe una discontinuidad en la presión entre los dos fluidos, la curvatura que se forma entre los dos fluidos y que separa a los fluidos es la interfase, es ahí donde se presenta la diferencia de presión, esta presión es llamada presión capilar ( $P_c$ ).

La ecuación se representa como:

$$P_c = P_{nw} - P_w \quad (2-12)$$

Aplicando la definición matemática de presión capilar como la de la expresión (2-12) para los tres tipos de presión capilar que pueden ser los siguientes:

$$P_{cwo} = P_o - P_w \quad (2-13)$$

$$P_{cgo} = P_g - P_o \quad (2-14)$$

$$P_{cgw} = P_g - P_w \quad (2-15)$$

Donde  $P_g$ ,  $P_o$  y  $P_w$  representan la presión del gas, aceite y agua respectivamente.

Si las tres fases son continuas, entonces:

$$P_{cgw} = P_{cgo} + P_{cwo} \quad (2-16)$$

### FUERZA DE INERCIA

Las propiedades que permiten mantener en estado de movimiento constante o de reposo a los fluidos del yacimiento son las fuerzas de inercia.

Si no hubiera en el yacimiento fuerzas que actúan sobre el, los fluidos se mantendrían en reposo. Los fluidos en el yacimiento pueden ser movidos gracias a las fuerzas de presión, gravedad, capilaridad, viscosidad, de empuje, etc. Los fluidos tendrán movimiento gracias a estas fuerzas, pero también pueden modificar su movimiento debido a la intervención de estas fuerzas.

## II.II FLUJO DE FLUIDOS HACIA LOS POZOS

El estudio de las ecuaciones del movimiento de los fluidos se ha dividido, ya que no es lo mismo tener un flujo horizontal, un flujo continuo, un flujo de una sola fase, un flujo de un fluido incompresible, flujo de varias fases, etc. Como para cada uno de los flujos de fluidos se deben de tomar ciertas consideraciones, es por lo que se debe de utilizar la ecuación que nos lleve a los mejores resultados.

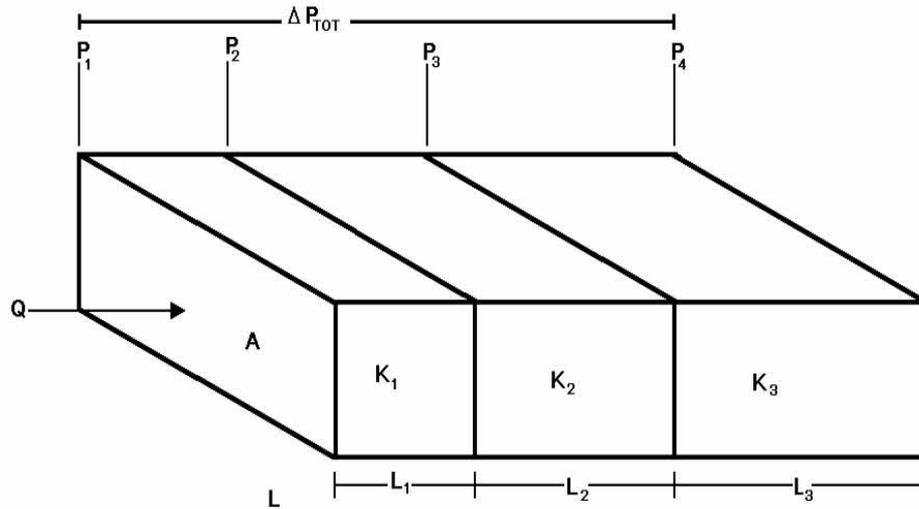
### FUJO EN SISTEMAS DE ESTRATOS EN SERIE Y EN PARALELO

Es muy importante que el ingeniero petrolero utilice todas las herramientas disponibles y en especial las que son de índole matemática, pero más importante aún es aprender a utilizar tales medios con eficiencia y exactitud.

Las ecuaciones del movimiento de fluidos en medios permeables y porosos son aplicaciones de la ley empírica de Darcy. Como ya se mencionó en el capítulo anterior, esta ley incluía solamente el efecto de gravedad y fue usada por Darcy en la predicción del flujo de agua por gravedad en plantas de filtración. Con la aplicación de presión externa en el fluido por medio de bombas u otros medios, se reconoció que presión y gravedad deberían entrar en la ecuación como fuerzas desplazantes.

**FLUJO LINEAL EN ESTRATOS EN SERIE:** En ocasión, los cálculos son necesarios donde los estratos lineales en serie son considerados como se representa en la figura siguiente que ilustra el sistema de flujo.

El objetivo es encontrar una expresión que represente la permeabilidad equivalente al sistema mostrado.



**Figura 35.** Flujo lineal en estratos en serie

En este caso se tiene variación en la permeabilidad horizontal y se puede establecer:

$$q_t = q_1 = q_2 = q_3 \quad (2-17)$$

Como no está modificada la cantidad de material dentro del modelo, se tiene:

$$\Delta p_t = \Delta p_1 + \Delta p_2 + \Delta p_3 \quad (2-18)$$

Escribiendo las expresiones equivalentes de la ecuación de Darcy para el flujo en estratos lineales:

$$q_1 = \frac{K_1 A (P_1 - P_2)}{\mu L_1} = \frac{K_1 A \Delta p_1}{\mu L_1} \quad (2-19)$$

Despejando \$\Delta p\_1\$, se llega a la ecuación siguiente:

$$\Delta p_1 = \frac{q_1 \mu L_1}{K_1 A} \quad (2-20)$$

La ecuación de Darcy se utiliza para cada una de las capas, esto es para obtener:

$$q_2 = \frac{K_2 A (P_2 - P_3)}{\mu L_2} = \frac{K_2 A \Delta p_2}{\mu L_2} \quad (2-21)$$

$$q_3 = \frac{K_3 A (P_3 - P_4)}{\mu L_3} = \frac{K_3 A \Delta p_3}{\mu L_3} \quad (2-22)$$

Al igual que en la ecuación (2-19) se despeja y se obtiene su  $\Delta p$  correspondiente.

$$\Delta p_2 = \frac{q_2 \mu L_2}{K_2 A} \quad (2-23)$$

$$\Delta p_3 = \frac{q_3 \mu L_3}{K_3 A} \quad (2-24)$$

Con las ecuaciones (2-19), (2-21) y (2-22) se tiene la ecuación equivalente:

$$q_t = \frac{K_{eq} A (P_1 - P_4)}{\mu (L_1 + L_2 + L_3)} = \frac{K_{eq} A \Delta p_t}{\mu (L_1 + L_2 + L_3)} \quad (2-25)$$

$$\therefore \Delta p_t = \frac{q_t \mu (L_1 + L_2 + L_3)}{K_{eq} A} \quad (2-26)$$

Sustituyendo (2-20), (2-23), (2-24) y (2-26) en (2-18), se tiene la siguiente ecuación:

$$\frac{q_t \mu (L_1 + L_2 + L_3)}{K_{eq} A} = \frac{q_1 L_1 \mu}{K_1 A} + \frac{q_2 L_2 \mu}{K_2 A} + \frac{q_3 L_3 \mu}{K_3 A} \quad (2-27)$$

Simplificando:

$$\frac{L_1 + L_2 + L_3}{K_{eq}} = \frac{L_1}{K_1} + \frac{L_2}{K_2} + \frac{L_3}{K_3} \quad (2-28)$$

Escribiendo la ecuación (2-28) en forma simplificada:

$$\frac{\sum_{i=1}^n L_i}{K_{eq}} = \sum_{i=1}^n \frac{L_i}{K_i} \quad (2-29)$$

Finalmente, se tiene la ecuación que se aplica cuando se tiene flujo lineal en capas en serie y es representada como:

$$K_{eq} = \frac{\sum_{i=1}^n L_i}{\sum_{i=1}^n \frac{L_i}{K_i}} \quad (2-30)$$

*SISTEMA LINEAL DE ESTRATOS EN PARALELO:* A menudo el flujo en el yacimiento es paralelo a través de los estratos teniendo diferentes permeabilidades. Esto es representado en la figura 36 para un sistema lineal. El objetivo es el mismo que en el caso anterior, encontrar una permeabilidad equivalente.

Para este tipo de flujo se tienen las ecuaciones que lo caracterizan:

$$q_t = q_1 + q_2 + q_3 \quad (2-31)$$

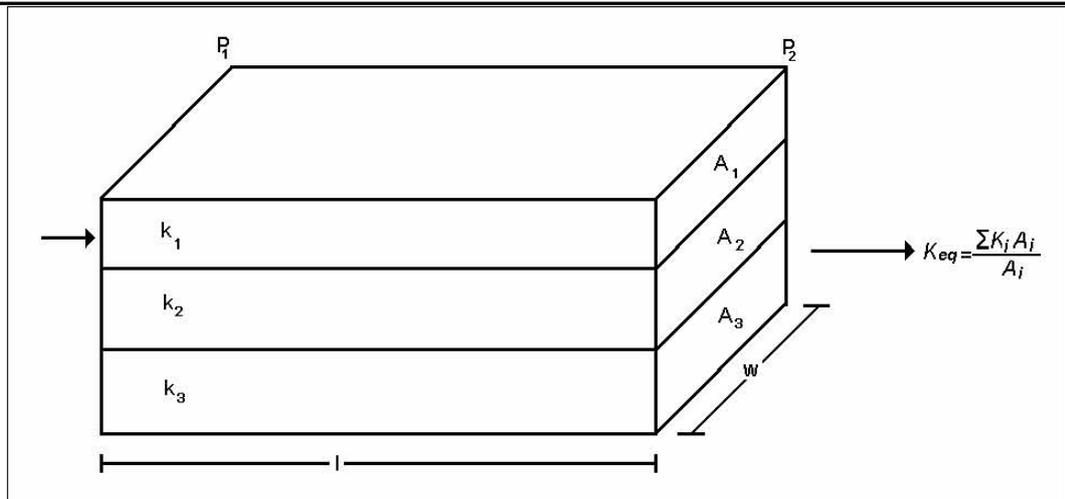
$$\Delta p_t = \Delta p_1 = \Delta p_2 = \Delta p_3 \quad (2-32)$$

Aplicando la ecuación de Darcy en cada uno de los gastos:

$$q_1 = \frac{A_1 K_1 (P_1 - P_2)}{\mu L} \quad (2-33)$$

$$q_2 = \frac{A_2 K_2 (P_1 - P_2)}{\mu L} \quad (2-34)$$

$$q_3 = \frac{A_3 K_3 (P_1 - P_2)}{\mu L} \quad (2-35)$$



**Figura 36.** Flujo lineal en estratos en paralelo

Obteniendo la ecuación de gasto total se tiene:

$$q_t = \frac{(A_1 + A_2 + A_3)K_{eq}(P_1 - P_2)}{\mu L} \quad (2-36)$$

Sustituyendo las ecuaciones (2-33), (2-34), (2-35) y (2-36) en la ecuación (2-31), para obtener la ecuación:

$$\frac{(A_1 + A_2 + A_3)K_{eq}(P_1 - P_2)}{\mu L} = \frac{A_1 K_1 (P_1 - P_2)}{\mu L} + \frac{A_2 K_2 (P_1 - P_2)}{\mu L} + \frac{A_3 K_3 (P_1 - P_2)}{\mu L} \quad (2-37)$$

Simplificando, se tiene que la ecuación queda de la siguiente forma:

$$K_{eq}(A_1 + A_2 + A_3) = A_1 K_1 + A_2 K_2 + A_3 K_3 \quad (2-38)$$

Despejando la  $K_{eq}$ , se tiene:

$$K_{eq} = \frac{A_1 K_1 + A_2 K_2 + A_3 K_3}{A_1 + A_2 + A_3} \quad (2-39)$$

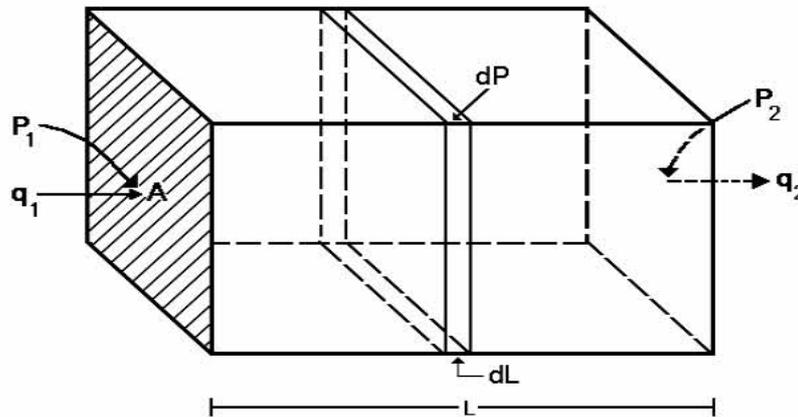
La expresión equivalente para la ecuación de Darcy es:

$$K_{eq} = \frac{\sum_{i=1}^n A_i K_i}{\sum_{i=1}^n A_i} \quad (2-40)$$

**FLUJO MONOFÁSICO EN SISTEMAS HOMOGÉNEOS LINEALES Y RADIALES**

En este caso, solamente un fluido está saturando el medio poroso. Esto es normalmente aceite, gas o agua. Allí puede existir una segunda fase inmóvil tal como agua congénita en la saturación irreducible.

*FLUJO LÍNEAL:* La ecuación de Darcy se presenta en forma sencilla para un solo líquido y con flujo lineal, tal como se describe a continuación. El siguiente esquema presenta el modelo de flujo lineal.



**Figura 37.** Modelo para flujo lineal

La ecuación básica de flujo es:

$$q = \frac{Ak}{\mu} \left[ \frac{\partial P}{\partial L} \right] \quad (2-41)$$

Separando variables se tiene la ecuación siguiente:

$$q(\partial L) = \frac{AK}{\mu} \partial P \quad (2-42)$$

Tomando en cuenta el modelo de la figura 37, e integrando se tiene:

$$q \int_0^L \partial L = -\frac{AK}{\mu} \int_{P_1}^{P_2} \partial P \quad (2-43)$$

Se emplea en la ecuación (2-43) el signo negativo porque la distancia "L" crece en sentido opuesto a la presión.

Resolviendo la ecuación (2-43), se obtiene la ecuación:

$$q(L - 0) = -\frac{AK}{\mu} (P_2 - P_1) \quad (2-44)$$

$$\therefore qL = \frac{AK}{\mu} (P_1 - P_2) \quad (2-45)$$

Finalmente, se tiene la ecuación que es aplicable sólo para líquidos:

$$q = \frac{AK(P_1 - P_2)}{\mu L} \quad (2-46)$$

*FLUJO LINEAL PARA GASES:* Para este caso será necesario considerar el factor de volumen de la fase gaseosa, dado que es un fluido compresible.

$$q(B_g) = \frac{AK}{\mu} (P_1 - P_2) \quad (2-47)$$

Dejando la ecuación (2-47) en término del gasto:

$$q = \frac{AK}{\mu(B_g)} (P_1 - P_2) \quad (2-48)$$

Recordando  $PV = ZnRT$  para determinar  $B_g$ . Si se aplica a condiciones de yacimiento se tiene:

$$P_y V_y = Z_y n R T_y \quad (2-49)$$

Despejando:

$$V_y = \frac{Z_y n R T_y}{P_y} \quad (2-50)$$

Nuevamente, se utilizará la ecuación de los gases reales y se aplicará a condiciones atmosféricas, por lo que se tiene:

$$P_a V_a = Z_a n R T_a \quad (2-51)$$

$$V_a = \frac{Z_a n R T_a}{P_a} \quad (2-52)$$

Como:

$$B_g = \frac{V_y}{V_a} \quad (2-53)$$

Sustituyendo las ecuaciones (2-50) y (2-52) en la ecuación (2-53) se obtiene:

$$B_g = \frac{Z_y n R T_y P_a}{P_y Z_a n R T_a} \quad (2-54)$$

$$\Rightarrow B_g = \frac{P_a T_y Z_y}{P_y T_a Z_a} \quad (2-55)$$

Con  $Z_a = 1$  por estar el gas a condiciones standard.

$$B_g = \frac{P_a T_y Z_y}{P_y T_a} \quad (2-56)$$

∴ el valor de  $B_g$  será:

$$Bg = \frac{P_a \bar{T} \bar{Z}}{\bar{P} T_a} \quad (2-57)$$

dado que:

$$\bar{P} = \frac{P_1 + P_2}{2} \quad (2-58)$$

Sustituyendo la ecuación (2-58) en la ecuación (2-57) se tiene:

$$B_g = \frac{2P_a \bar{T} \bar{Z}}{(P_1 + P_2) T_a} \quad (2-59)$$

Se sustituye la ecuación (2-59) en la ecuación (2-48) para tener:

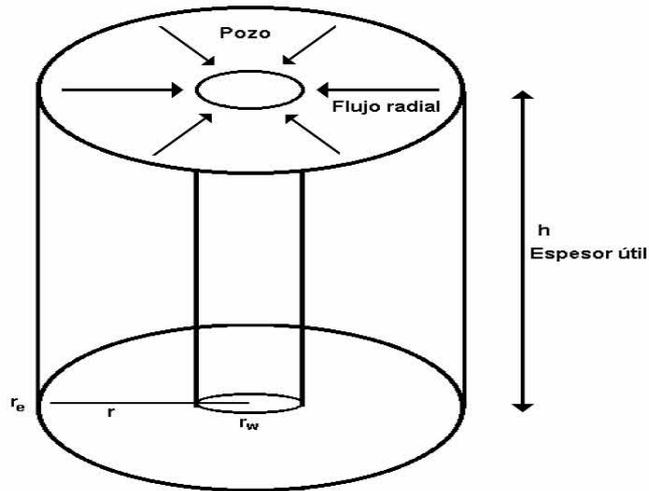
$$q = \frac{AK}{\frac{2\mu P_a \bar{T} \bar{Z}}{(P_1 + P_2) T_a}} (P_1 - P_2) \quad (2-60)$$

Como se tiene un producto notable:

$$q_{gas} = \frac{AK T_a (P_1^2 - P_2^2)}{2\mu P_a \bar{T} \bar{Z}} \quad (2-61)$$

Que es la ecuación que se aplica para flujo lineal para gases.

**FLUJO EN SISTEMA RADIAL:** La figura 38 presenta el modelo para un líquido en sistema radial, la ecuación de Darcy se expresa como la ecuación (2-41).



**Figura 38.** Flujo monofásico en sistema radial

Para el valor de A en la ecuación de Darcy se tiene:

$$A = 2\pi rh \quad (2-62)$$

El signo negativo en la ecuación de Darcy no será necesario en este caso dado que la presión y el radio crecen en el mismo sentido y  $\partial L = \partial r$ . Se tendrá la ecuación siguiente:

$$q = \frac{K(2\pi rh)}{\mu} \frac{\partial P}{\partial r} \quad (2-63)$$

Separando variables:

$$q \frac{\partial r}{r} = \frac{2\pi Kh}{\mu} \partial P \quad (2-64)$$

Tomando en cuenta los límites indicados en la figura 38, e integrando, se tiene la ecuación de la forma:

$$q \int_{r_w}^{r_e} \frac{\partial r}{r} = \frac{2\pi Kh}{\mu} \int_{P_w}^{P_e} \partial P \quad (2-65)$$

Resolviendo:

$$q \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) = \frac{2\pi Kh}{\mu} (P_e - P_w) \quad (2-66)$$

Despejando q:

$$q = \frac{2\pi Kh(P_e - P_w)}{\mu \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right)} \quad (2-67)$$

Que representa la ecuación de Darcy para líquidos en flujo radial.

*FLUJO RADIAL PARA GASES:* Si se trata de gas que es un fluido compresible, entonces se debe hacer intervenir el factor de volumen de la fase gaseosa ( $B_g$ ).

$$qB_g = \frac{2\pi Kh(P_e - P_w)}{\mu \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right)} \quad (2-68)$$

por lo que:

$$q = \frac{2\pi Kh(P_e - P_w)}{\mu B_g \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right)} \quad (2-69)$$

Sustituyendo la ecuación (2-57) en la ecuación (2-69), donde:

$$\bar{P} = \frac{P_e + P_w}{2} \quad (2-70)$$

La ecuación de Darcy se transforma como:

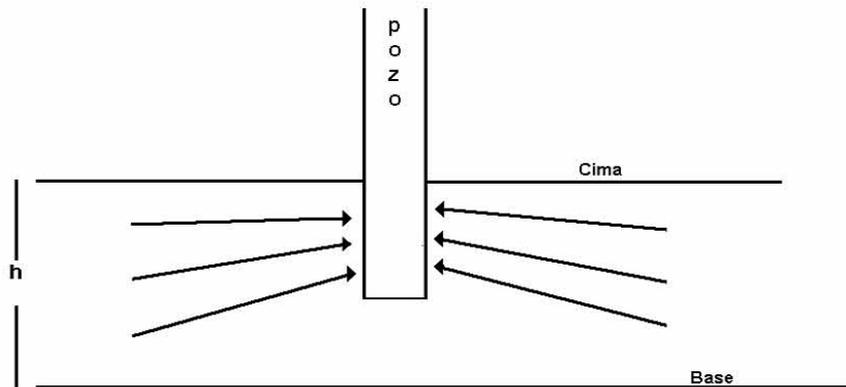
$$q = \frac{2\pi Kh T_a (P_e - P_w) (P_e + P_w)}{2\mu P_a \bar{T} \bar{Z} \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right)} \quad (2-71)$$

Finalmente, se tiene la ecuación para flujo radial si se trata de gas:

$$q = \frac{\pi K h T_a (P_e^2 - P_w^2)}{\mu P_a \bar{T} Z \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (2-72)$$

### EFFECTO DE PENETRACIÓN PARCIAL EN LOS POZOS

Si los pozos no penetran completamente el intervalo productor, es decir, de cima a base, entonces la ecuación de Darcy requiere verse afectada por un factor debido a la penetración parcial del pozo.



**Figura 39.** Pozo con penetración parcial

El caso de la figura 39 existen restricciones mayores al flujo, por lo tanto la producción que se obtenga será menor.

En pozos revestidos (entubados) que penetran toda la formación productora, se pueden hacer disparos selectivamente en diferentes partes para dar el efecto de un pozo que se penetra sólo parcialmente como se muestran en las figuras 40, 41 y 42.

Antes de ver los diferentes casos de penetración parcial, es preciso definir algunos conceptos.

Para el caso de la figura 40, Kozeny encontró empíricamente un factor para modificar el gasto.

$$F_K = f \left[ 1 + 7 \sqrt{\frac{r_w}{2fh}} \cos(90^\circ f) \right] \quad (2-73)$$

Dado que:

$F_K$  de Kozeny.

$f$  = Se conoce como penetración o fracción de la formación penetrada, donde

$$f = \frac{h_P}{h}$$

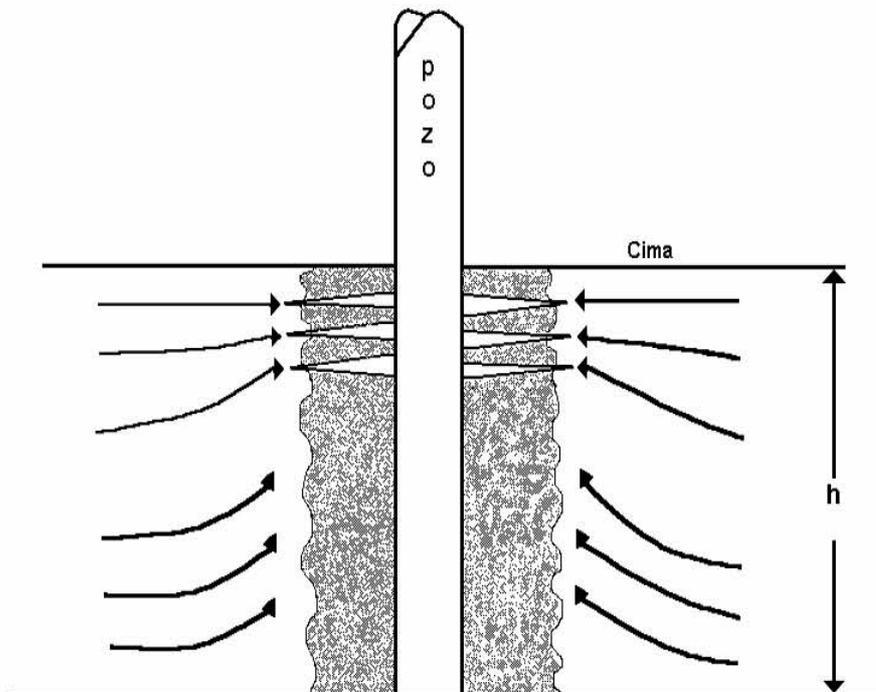
$r_w$  = Radio del agujero, [pies].

$h$  = Espesor de la formación, [pies].

$h_P$  = Tramo disparado

**DIFERENTES CASOS DE PENETRACIÓN PARCIAL:** Cuando el espesor disparado se encuentra en la parte superior (figura 40), o en la parte inferior (figura 41) de la formación productora.

La ecuación (2-74) es una expresión aproximada que permite calcular el flujo, en aquellos pozos donde el intervalo en explotación o espesor disparado se encuentra en la parte superior o inferior de la formación productora.



**Figura 40.** Pozo entubado y disparado en la parte superior

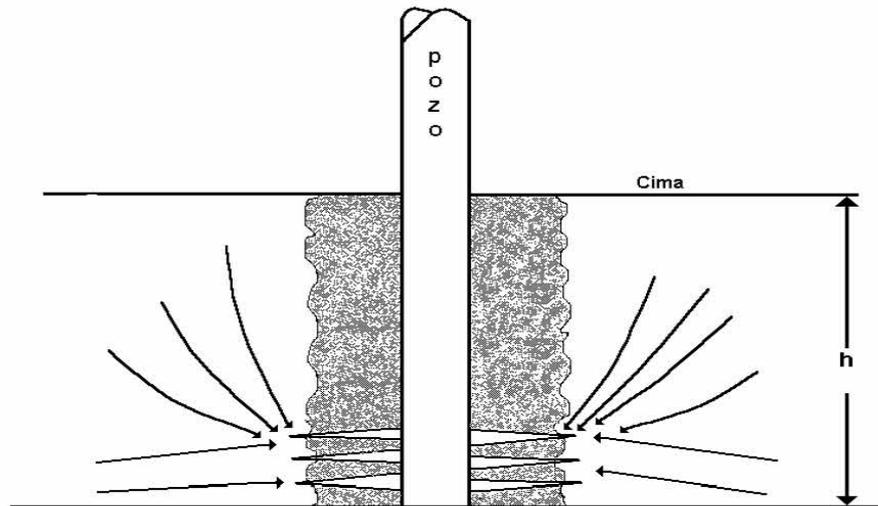


Figura 41. Pozo entubado y disparado en la parte inferior

$$q_{@C.S} = \frac{2w\pi hK(P_e - P_{wf})}{\mu B \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} - f \left[ \left( 1 + 7 \sqrt{\frac{r}{(2fh) \cos(f90^\circ)}} \right) \right] \quad (2-74)$$

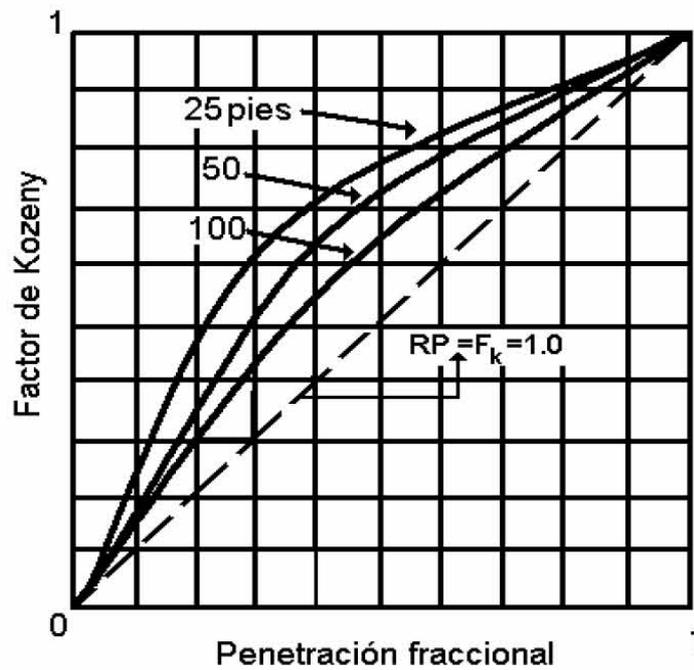


Figura 42. Productividad de pozos con penetración parcial

La figura 42 es la representación gráfica de la ecuación (2-74), razón de productividad (RP) o factor de Kozeny ( $F_k$ ), como función de la penetración ( $f$ ) para tres espesores (25, 50 y 100 pies) y un pozo de  $r_w=0.333$  [pies]; la recta discontinua es la RP o  $F_k$  obtenida si el flujo fuese estrictamente; esto es:  $RP = F_k = 1.0$

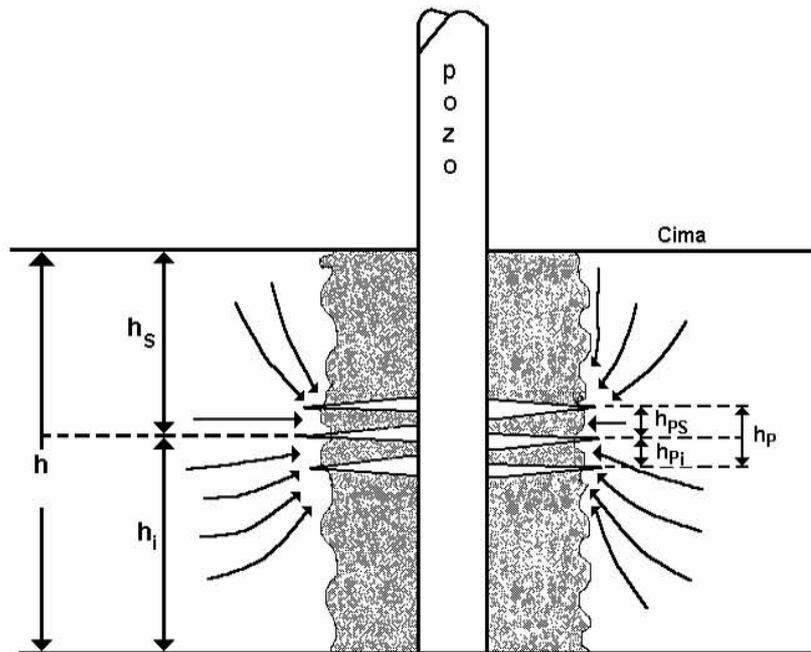
La ecuación (2-74) se dedujo suponiendo las mismas permeabilidades tanto vertical ( $K_v$ ) como horizontal ( $K_h$ ) para los estratos.

Cuando la permeabilidad vertical es inferior a la permeabilidad horizontal, la razón de productividades (RP) o  $F_k$  será menor.

Para permeabilidades verticales muy bajas, posiblemente a causa de capas impermeables, la RP o  $F_k$  se aproxima a la línea punteada de la figura 42.

Otro de los casos es cuando el espesor disparado se encuentra en la parte media de la formación productora.

En este caso particular, conviene dividir el tramo disparado ( $h_p$ ) en dos partes iguales, dando lugar a un intervalo superior ( $h_s$ ) y a otro intervalo inferior ( $h_i$ ), por lo tanto, también se tendrá un intervalo disparado superior ( $h_{ps}$ ) y otro inferior ( $h_{pi}$ ), como lo muestra la figura 43.



**Figura 43.** Pozo entubado con espesor disparado en la parte media

El dividir el espesor disparado y el espesor neto es con la finalidad de establecer las condiciones del caso anterior, donde los intervalos superior e inferior son los espesores disparados.

El gasto total será igual a la suma de los gastos de los intervalos superior e inferior.

$$q_{total} = q_{superior} + q_{inferior} \quad (2-75)$$

Donde:

$$q_{superior} = \frac{2\pi h_s K \Delta p}{\mu B \ln \frac{r_e}{r_w}} f_s \left[ \left( 1 + 7 \sqrt{\frac{r_w}{2f_s h_s}} \cos(f_s 90^\circ) \right) \right] \quad (2-76)$$

$$q_{inferior} = \frac{2\pi h_i K \Delta p}{\mu B \ln \frac{r_e}{r_w}} f_i \left[ \left( 1 + 7 \sqrt{\frac{r_w}{2f_i h_i}} \cos(f_i 90^\circ) \right) \right] \quad (2-77)$$

**FENÓMENO DE CONIFICACIÓN:** En la figura 44 se presenta la situación de un pozo productor de aceite, con penetración parcial y un acuífero adyacente al yacimiento, en una cierta etapa de explotación; esta situación implica también que no existen barreras entre el acuífero y el yacimiento y que la terminación es en agujero descubierto.

La conificación del agua se desarrolla por el predominio del gradiente de presión en el fondo del pozo sobre el gradiente gravitacional.

$$\Delta p_{m\acute{a}x} = \frac{1}{10} (\rho_w - \rho_o) \Delta h \quad (2-78)$$

Para lo cual:

$\Delta p$  = Gradiente de presión, [Kg/cm<sup>2</sup>].

$\rho_w$  = Densidad del agua (1.0, 1.02).

$\rho_o$  = Densidad del aceite.

$\Delta h$  = Diferencia de altura, [m].

Para un sistema roca-fluido y una penetración parcial dada, a mayor rapidez de extracción del aceite, mayor será el gradiente de presiones, permaneciendo constantes los gradientes gravitacionales y de capilaridad; el resultado es que se reduce el tiempo en el cual el agua llega al fondo del pozo, o bien en otras palabras, el agua avanzará más rápidamente.

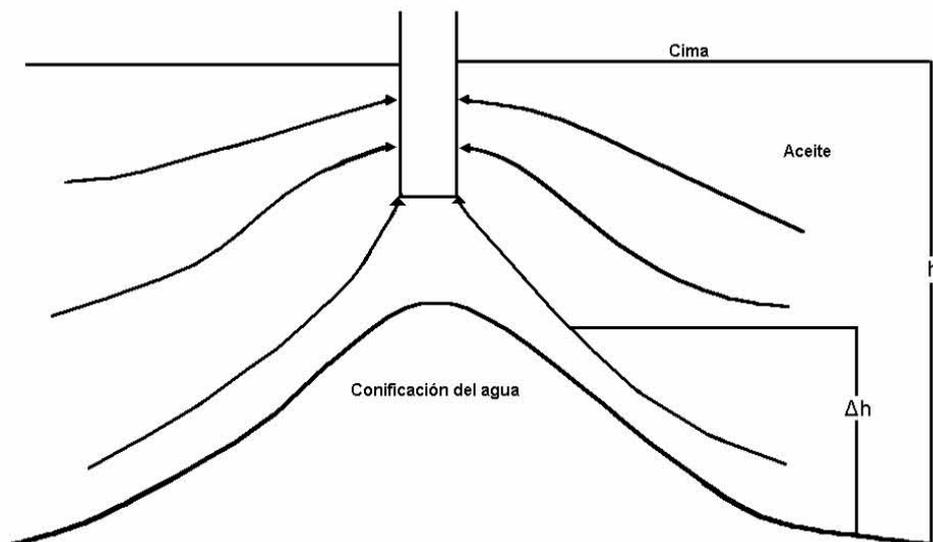


Figura 44. Penetración parcial y conificación de agua

#### ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS

Un índice útil de la capacidad productiva de un pozo se llama *índice de productividad* o *factor de productividad*. Se puede definir como el número de barriles de aceite por día que el pozo es capaz de producir por cada  $\text{kg}/\text{cm}^2$  de presión diferencial mantenida entre el yacimiento y el fondo del pozo.

Para obtener el índice de productividad de un pozo, sólo tenemos que medir la presión estática de fondo después de que se ha cerrado el pozo por un tiempo suficiente que nos permitirá establecer el equilibrio o estabilización de la presión estática, y restar de ésta la presión de fondo fluyendo después de que el pozo se ha vuelto a abrir y se le permite producir a un régimen medio, durante un tiempo suficiente para alcanzar nuevamente el equilibrio de presiones. Para este fin, la presión de fondo deberá tomarse en el punto medio de las perforaciones a través de las cuales entra el fluido al pozo.

El índice de productividad es el cociente obtenido dividiendo el gasto medido a una determinada presión de fondo, por la diferencia entre la presión estática de fondo y la presión de fondo fluyendo. Expresada en forma de ecuación:

$$J = \frac{q_o}{P_{ws} - P_{wf}} \quad (2-79)$$

por lo que:

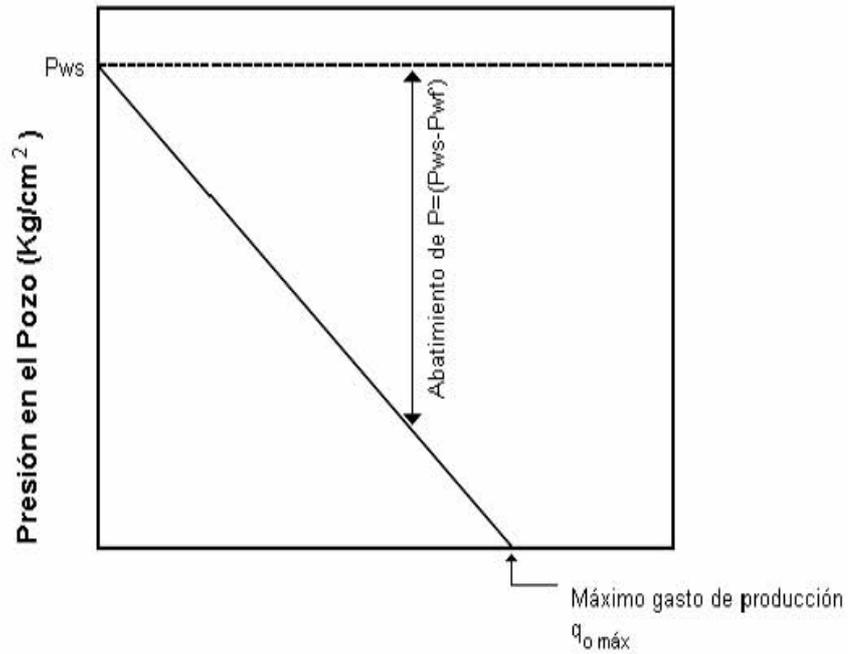
$J$  = Índice de Productividad.

$q_o$  = Gasto de aceite, bpd (bpd = barriles por día).

$P_{ws}$  = Presión estática, psi.

$P_{wf}$  = Presión de fondo fluyendo, psi.

Al graficar los valores de  $q$  vs  $P$ , se obtiene una línea recta, donde su pendiente es igual al inverso de Índice de Productividad. Pero esto es solamente cierto para  $P_{wf}$  mayor que la  $P_b$ . La pendiente de la recta es constante y entonces:  $J = IP$ , como se observa en la figura 45.



**Figura 45.** Gasto de producción, bpd (barriles por día)

Si el valor de la  $P_{wf}$  fuera cero ( $P_{wf}=0$ ), se tendría el  $q_{max}$  de producción del pozo, se tendría la ecuación:

$$q_{o max} = \frac{J}{P_{ws}} \quad (2-80)$$

A presiones de fondo fluyendo menores a  $P_b$ , el comportamiento puede observarse con la tendencia de la línea A. Cuando  $P_{wf} < P_b$  se considera un comportamiento no lineal al que se conoce como IPR (líneas B y C) como se muestra en la figura 46.

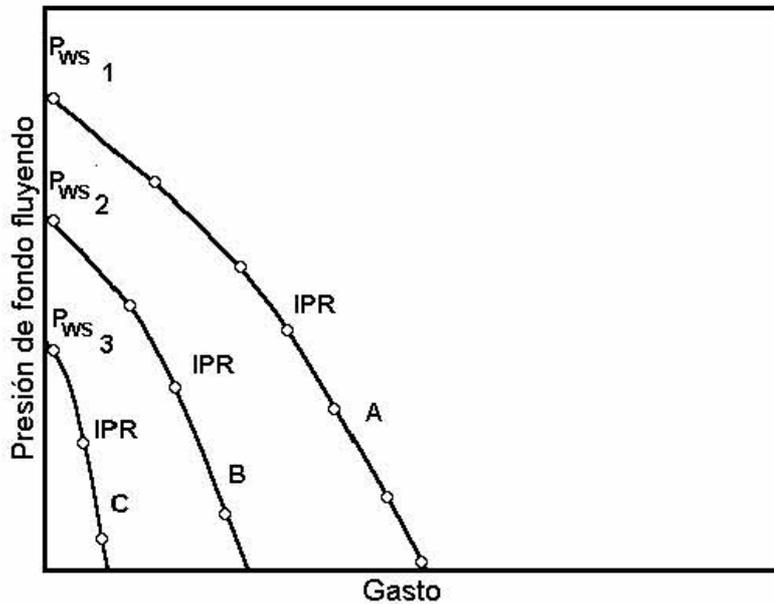


Figura 46. Curvas típicas del comportamiento de afluencia del yacimiento al pozo

*IP PARA YACIMIENTOS BAJOSATURADOS:* Suponiendo un índice de productividad constante, independientemente de la producción a condiciones superficiales y con producción de aceite y agua, se puede emplear la siguiente ecuación:

$$J = IP = q(P_{ws} - P_{wf}) \quad (2-81)$$

O bien, si se considera flujo radial para un yacimiento homogéneo, horizontal, uniforme y de poca compresibilidad, se utilizará la ecuación de Darcy:

$$J = IP = \frac{7.082 \times 10^3 h}{\ln(r_e/r_w) - 0.75 + S + Dq} \left[ \frac{K_o}{B_o \mu_o} + \frac{K_w}{B_w \mu_w} \right] \quad (2-82)$$

Donde:

S = Factor de daño a la formación.

Dq = Término para el flujo turbulento, generalmente despreciado cuando se está produciendo a gastos bajos y para formaciones de baja permeabilidad.

### EFFECTO DE FRACTURAS HIDRÁULICAS EN LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS

El fracturamiento hidráulico es un método de estimulación para ciertas condiciones existentes en la formación, que permite aumentar considerablemente la extracción de fluidos de los pozos.

Se estima que el 75% de los pozos fracturados logran incrementar considerablemente su productividad y sus reservas de hidrocarburos.

El método consiste en aplicar presión a la formación hasta lograr su ruptura. El fluido utilizado para transmitir la presión hidráulica (fluido fracturante), penetra a la formación, ampliando y extendiendo la fractura.

La fractura se inicia y extiende en un plano normal a la dirección del mínimo esfuerzo; que generalmente es vertical.

Junto con el fluido fracturante se introduce a la formación un agente sustentante, con el fin de mantener abierta la fractura al terminar el tratamiento y establecer un conducto de alta permeabilidad entre la formación y el pozo.

El incremento de productividad es la relación entre el índice de productividad del pozo después ( $J$ ) y antes ( $J_0$ ) del fracturamiento:

$$\text{Incremento de Productividad} = \frac{J}{J_0} \quad (2-83)$$

y depende principalmente de la capacidad de flujo de la fractura y sus dimensiones, del espesor de la formación, del radio de drene del pozo, de la permeabilidad de la formación y del radio del pozo.

La capacidad de flujo de la fractura es la permeabilidad de la fractura multiplicada por su amplitud (ancho). Su valor depende de las características de la formación y del agente sustentante, de las presiones de confinamiento y de la concentración de sustentante en la fractura. El único procedimiento que garantiza una determinación confiable de la capacidad de flujo de la fractura es mediante pruebas de laboratorio que simulen condiciones de la fractura en el yacimiento.

En todo diseño de un fracturamiento, deben distinguirse dos aspectos de suma importancia: el técnico y el económico. El análisis consiste en un balance de ingresos y egresos, mediante el cual se selecciona el diseño óptimo desde el punto de vista económico.

### **FLUJO DE FLUIDOS EN YACIMIENTOS CALCÁREOS**

Los conceptos de flujo de fluidos en yacimientos, tanto para recuperación primaria como secundaria, se desarrollaron originalmente para yacimientos de areniscas. En esta parte se analiza, en forma general, la aplicación de los conceptos clásicos de flujo de fluidos a los yacimientos calcáreos, que son más complejos y heterogéneos que los demás yacimientos. La importancia de estudiar el flujo de fluidos en yacimientos de rocas carbonatadas es evidente al considerar que un gran porcentaje de la producción del país se obtiene en este tipo de yacimientos.

### **FLUJO NO DARCIANO**

La ecuación de Darcy para un medio poroso lineal es de la siguiente forma:

$$\frac{\Delta p}{\Delta s} = cv \quad (2-84)$$

El flujo no darciano es cualquier flujo en el medio poroso que no obedece a la ecuación de Darcy.

El flujo que se espera en el yacimiento para tener menores caídas de presión es un flujo como el laminar, ya que las partículas de fluido se mueven en trayectorias de láminas o capas paralelas.

El flujo no darciano tiene el comportamiento de un flujo turbulento, el fluido que tiende a fluir con movimientos turbulentos es el gas, este tipo de flujo se caracteriza por el movimiento de las partículas del fluido que se mueven en forma irregular, casi al azar y siguen trayectorias erráticas, esta forma de movimiento causa mayores caídas de presión.

Si no existen datos suficientes para aplicar la ecuación de Darcy, entonces se sugiere utilizar algún método que permita obtener las caídas de presión que causó el flujo no darciano.

## CAPITULO III

# MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS EN EL YACIMIENTO

Para entender el comportamiento de yacimientos y predecir su futuro, es necesario tener el conocimiento de los mecanismos de desplazamiento que dominan el comportamiento de los fluidos del yacimiento. El funcionamiento general del yacimiento es determinado por la energía natural y los mecanismos de empuje disponibles para el movimiento de los hidrocarburos hacia el pozo. Básicamente hay seis mecanismos de empuje que proveen de energía natural necesaria para la recuperación de los hidrocarburos.

1. Empuje por expansión de la roca y los líquidos.
2. Empuje por gas disuelto liberado.
3. Empuje por casquete de gas.
4. Empuje hidráulico.
5. Empuje por segregación gravitacional.
6. Empuje combinado.

Cada mecanismo de desplazamiento, de empuje o de producción está conformado por una serie de empujes que dependerán del tipo de yacimiento, el nivel de presión que se tenga en el mismo y de los hidrocarburos existentes.

La ecuación de balance de materia, más que un balance de masa es un balance volumétrico, y es una forma por demás sencilla y práctica que aplica este principio físico que gobierna la producción de hidrocarburos.

La aplicación de la ecuación de balance de materia hace una serie de suposiciones que se deben tener en mente en todo momento.

Estas suposiciones simplifican de manera sustancial su aplicación y por consiguiente se obtiene un gran ahorro en tiempo y de recursos económicos, sin embargo, los resultados obtenidos en su aplicación, son de una precisión muy confiable, en proporción directa de la calidad de la información utilizada obviamente.

En el siguiente capítulo se detallará esta útil herramienta que incluso los más modernos simuladores matemáticos la siguen usando.

### III.I EXPANSIÓN DE LA ROCA Y LOS LÍQUIDOS

Los hidrocarburos que se encuentran atrapados en el yacimiento, pueden ser movidos hacia los pozos productores y así extraerlos, este movimiento de hidrocarburos puede ser originado por los procesos

físicos que ocurren generalmente combinados como lo son: la expansión de la roca, expansión del gas y el agua de formación o congénita.

La expansión de la roca y los líquidos ocurren en los yacimientos de aceite bajosaturados, hasta que se alcanza la presión de saturación. La expulsión del aceite se debe a la expansión del sistema. El aceite, el agua congénita y la roca se expanden, desalojando hacia los pozos productores el aceite contenido en el yacimiento. Dada la baja compresibilidad del sistema, el ritmo de declinación de la presión con respecto a la extracción, es muy pronunciado.

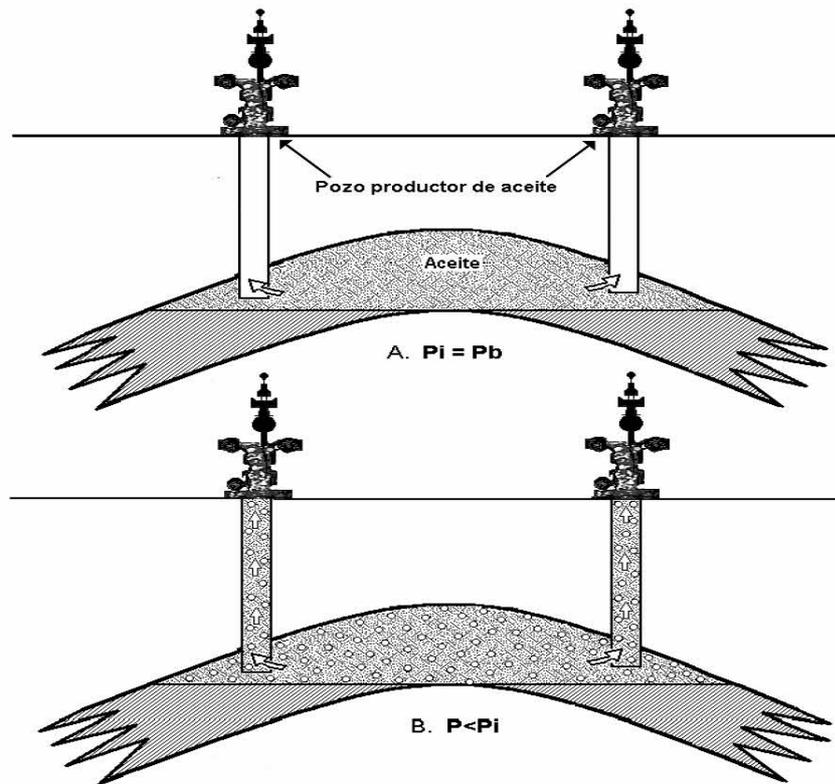
La liberación del gas disuelto en el aceite ocurre en la tubería de producción, al nivel en que se obtiene la presión de saturación. La relación gas aceite producida permanece, por lo tanto, constante durante esta etapa de explotación, e igual a  $R_{sj}$ . La saturación de aceite prácticamente no varía. La porosidad y la permeabilidad absoluta disminuyen ligeramente, así como la viscosidad y la densidad del aceite. El factor del volumen del aceite aumenta también en forma muy ligera. Debido a estas circunstancias, como se puede ver en la ecuación (3-1), el índice de productividad permanece prácticamente constante.

$$J = C \frac{K_o}{\mu_o B_o} = cte \quad (3-1)$$

### III.II EMPUJE DE GAS DISUELTO LIBERADO

Cuando la presión se reduce en el yacimiento hasta alcanzar la presión de saturación, el gas que se encuentra disuelto en el aceite y es liberado, por lo que el mecanismo de desplazamiento se deberá, primordialmente, al empuje de gas disuelto liberado; ya que si bien es cierto que tanto el agua intersticial y la roca continuarán expandiéndose, su efecto resulta despreciable, puesto que la compresibilidad (o expansionabilidad) del gas es mucho mayor que la de los otros componentes de la formación. El gas liberado no fluye inicialmente hacia los pozos, sino que se acumula en forma de pequeñas burbujas aisladas, las cuales por motivo de la declinación de la presión, llegan a formar posteriormente una fase continua, que permitirá el flujo de gas hacia los pozos, como se muestra en la figura 47.

La saturación de gas mínima para que ocurra flujo del mismo se denomina saturación de gas crítica. Durante esta etapa, en la que la saturación de gas es menor que la crítica, la relación gas aceite producida disminuye ligeramente, ya que el gas disuelto en el aceite, que se libera, queda atrapado en el yacimiento. El gas liberado llena totalmente el espacio desocupado por el aceite producido. La saturación del aceite disminuirá constantemente, a causa de su producción y encogimiento por la liberación del gas disuelto; por lo tanto, mientras que la permeabilidad al aceite disminuye continuamente, la permeabilidad al gas aumentará. El gas fluirá más fácilmente que el aceite, debido a que es más ligero, menos viscoso y que en su trayectoria se desplaza por la parte central de los poros (bajo condiciones equivalentes, su movilidad es mucho mayor que la del aceite). De esta manera, la relación gas-aceite que fluye en el yacimiento aumentará constantemente y la relación gas-aceite producida en la superficie mostrará un progresivo incremento, hasta que la presión del yacimiento se abata substancialmente. Cuando esto ocurra, la relación medida en la superficie disminuirá, debido a que a presiones bajas, los volúmenes de gas en el yacimiento se aproximan a los volúmenes medidos en la superficie.



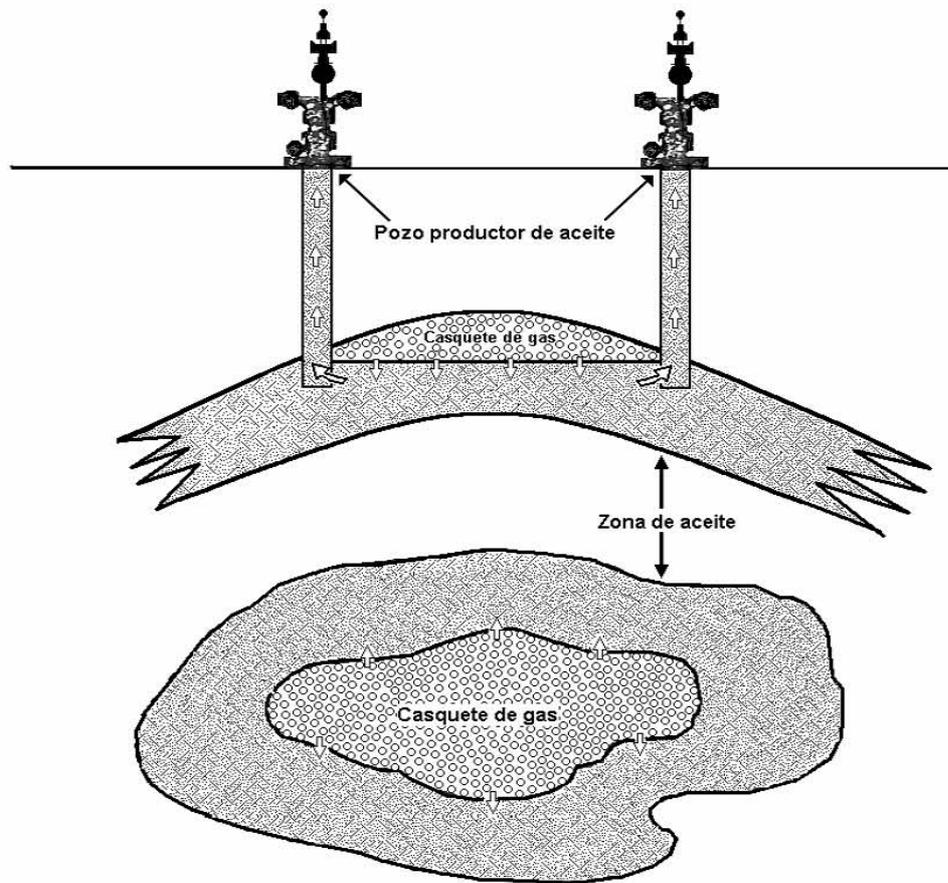
**Figura 47.** Empuje de aceite por gas disuelto liberado

Debido a que este tipo de mecanismo se presenta generalmente en yacimientos cerrados, la producción de agua es muy pequeña o nula. Las recuperaciones por empuje de gas disuelto son casi siempre bajas, variando generalmente entre el 5 y el 35% del aceite contenido a la presión de saturación.

Cuando este mecanismo de desplazamiento ocurre en yacimientos que no presentan condiciones favorables de segregación, la recuperación es totalmente independiente del ritmo de extracción.

### III.III EMPUJE POR GAS LIBRE (CASQUETE)

El empuje por casquete de gas consiste en una invasión progresiva de la zona de aceite por gas, acompañada por un desplazamiento direccional del aceite fuera de la zona de gas libre y hacia los pozos productores como se observa en la figura 48.



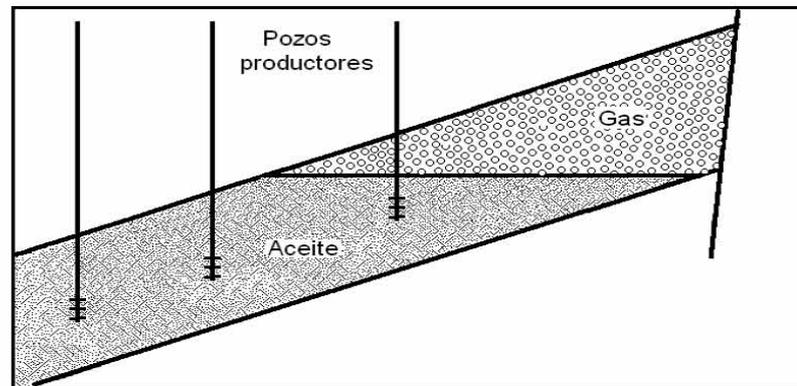
**Figura 48.** Representación del mecanismo de empuje en un yacimiento con casquete de gas

Los requerimientos básicos son que:

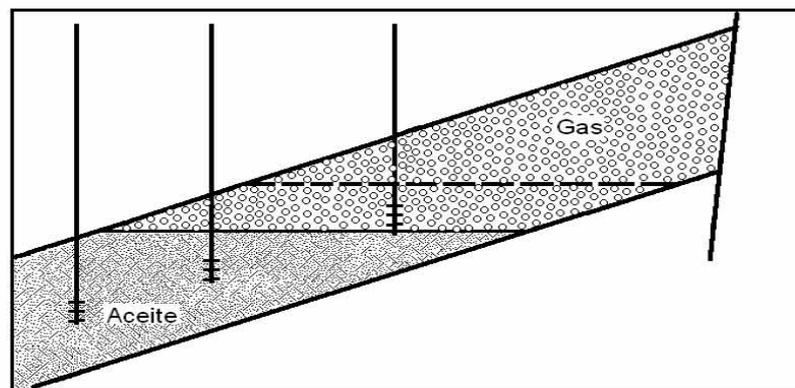
- a) La parte superior del yacimiento contenga una alta saturación de gas.
- b) Exista un continuo crecimiento o agrandamiento de la zona ocupada por el casquete de gas.

La zona de gas libre requerida puede presentarse de tres maneras:

1. Existir inicialmente en el yacimiento como casquete.
2. Bajo ciertas condiciones, puede formarse por la acumulación de gas liberado por el aceite al abatirse la presión del yacimiento, a consecuencia de la segregación gravitacional.
3. La capa de gas puede crearse artificialmente por inyección de gas en la parte superior del yacimiento, si existen condiciones favorables para su segregación.



A. Distribución inicial del fluido



B. Después de un tiempo de explotación

**Figura 49.** Desplazamiento por casquete de gas

El mecanismo por el cual el aceite se recupera bajo este proceso se entiende fácilmente, considerando primero la naturaleza del desplazamiento cuando la presión del yacimiento se mantiene constante por inyección de gas, y analizando a continuación las diferencias que surgen cuando se permite la declinación de la presión en el yacimiento. Es obvio que si la presión del yacimiento se mantiene en su valor original, el gas inyectado no tiene acceso a la zona de aceite, excepto atrás o en el frente de avance del gas libre y por lo tanto, la parte inferior de la estructura conserva sus condiciones originales de saturación de aceite, hasta que se invade por el gas inyectado. La producción de aceite proviene de los pozos localizados en la zona de aceite, pero el aceite producido es remplazado, por el que se mueve adelante del frente del gas. En esta forma el proceso obliga al aceite a moverse hacia la parte inferior del yacimiento.

La ventaja de este mecanismo consiste en que provoca, mediante una adecuada localización y terminación de los pozos, la obtención de producciones de aceite de la sección del yacimiento que no contiene gas libre, reteniéndose en la parte superior del yacimiento, el gas libre que se utiliza para desplazar el aceite como se muestra en la figura 49.

Sin inyección de gas, el empuje por capa de gas tendrá lugar en virtud de la expansión del gas del casquete, debido a la declinación de la presión. Si el volumen del gas libre inicialmente presente en el yacimiento es grande, comparado con el volumen total original de aceite, y si no se produce gas libre durante la explotación, la declinación de presión requerida para la invasión total de la zona de aceite por el casquete de gas, será ligera y el comportamiento del yacimiento se aproximará al obtenido con inyección de gas. Si por otra parte el volumen de la capa de gas es relativamente pequeño, la presión del yacimiento declinará a mayor ritmo, permitiendo la liberación del gas disuelto y el desarrollo de una saturación de gas libre en la zona de aceite. Cuando la saturación de gas libre forme una fase continua, su exclusión de los pozos productores será imposible y el mecanismo de desplazamiento se aproximará al empuje por gas disuelto.

La recuperación en yacimientos con capa de gas varían normalmente del 20 al 40% del aceite contenido originalmente, pero si existen condiciones favorables de segregación se pueden obtener recuperaciones del orden del 60% o más.

La figura 50 muestra que el crecimiento de la capa de gas permite la recuperación de más aceite,  $m$  representa la relación del volumen inicial de la capa de gas @C. Y., y el volumen inicial de la zona de aceite @C. Y.

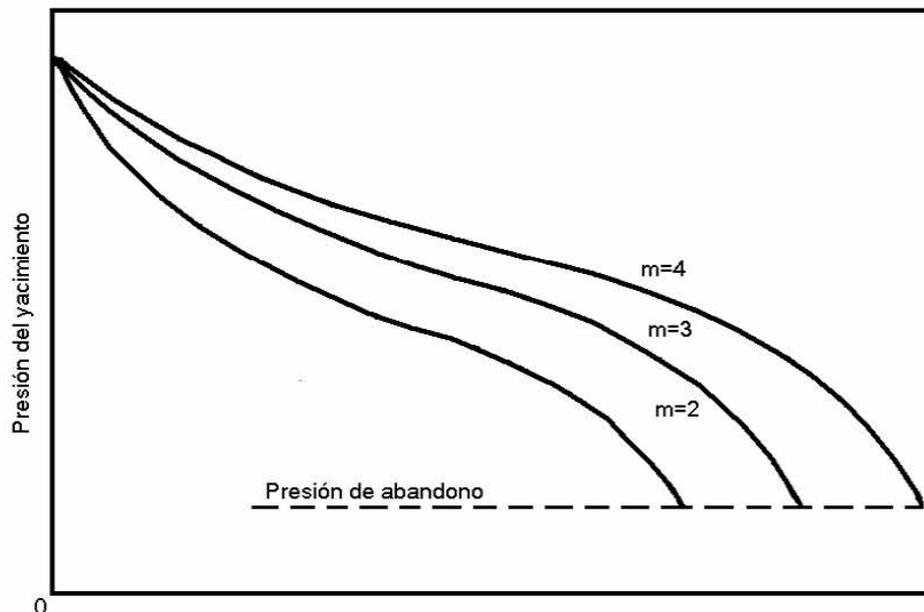


Figura 50. Efecto de la última recuperación de aceite por el crecimiento del casquete de gas

### III.IV EMPUJE POR ENTRADA DE AGUA

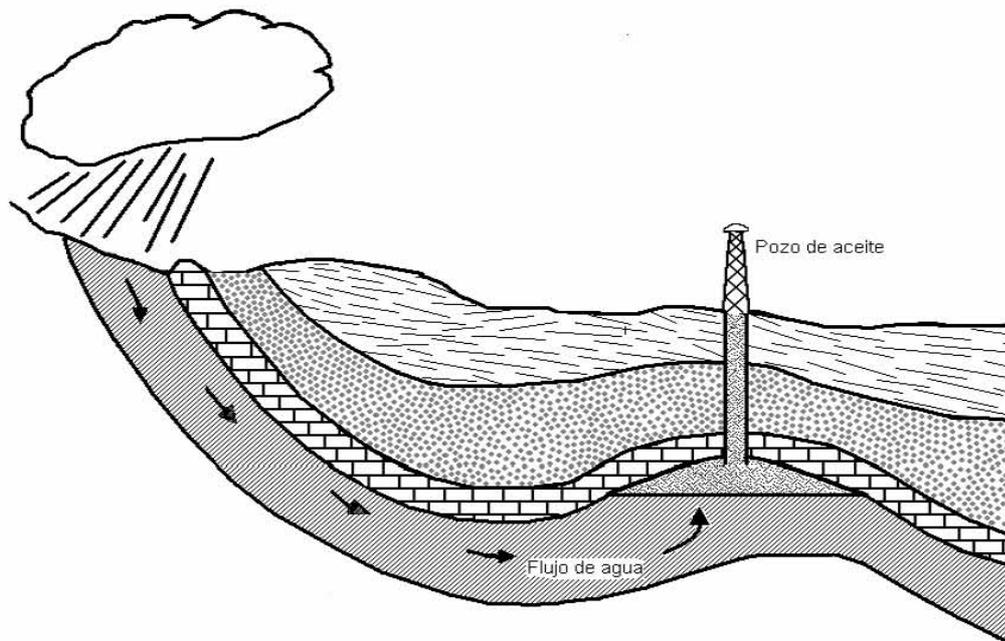
El desplazamiento por invasión de agua es en muchos sentidos similar al del casquete de gas. El desplazamiento de los hidrocarburos, el agua tiene lugar atrás del aceite y en la interfase agua-aceite móvil. En este proceso el agua invade y desplaza al aceite, progresivamente, desde las fronteras exteriores del yacimiento hacia los pozos productores. Si la magnitud del empuje hidráulico es lo suficientemente fuerte para mantener la presión del yacimiento o permitir un ligero abatimiento de ella, entonces el aceite será casi totalmente recuperado por desplazamiento con agua, puesto que no habrá liberación de gas en solución o dicha liberación será pequeña y así mismo el desplazamiento que ocasione.

Los requerimientos básicos para este proceso son:

En primer lugar una fuente adecuada que suministre agua en forma permanente al yacimiento.

En segundo término una presión diferencial entre la zona del aceite (yacimiento) y la zona de agua (acuífero), que induzca y mantenga la invasión. El empuje hidráulico puede ser natural o artificial. Para que se presente en forma natural debe existir, junto a la zona productora, un gran volumen de agua en la misma formación, sin barreras entre el aceite y el agua, y la permeabilidad de la formación para facilitar su filtración adecuada.

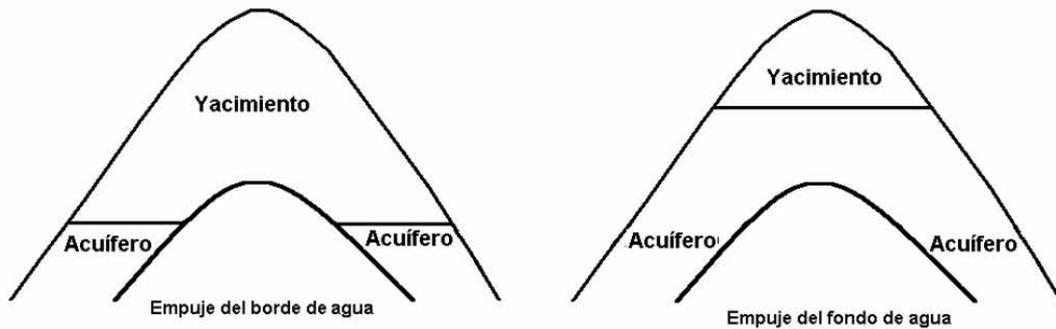
La formación acuífera puede algunas veces alcanzar la superficie. En este caso la fuente del agua de invasión podrá disponerse a través del agua superficial por el afloramiento como se muestra en la figura 51. Esta condición no es muy común. Generalmente, la invasión de agua tiene lugar por la expansión de la roca y el agua en el acuífero, como resultado de la declinación de presión transmitida desde el yacimiento. Debido a que las compresibilidades de la roca y el agua son muy pequeñas, un empuje hidráulico regular requerirá de un acuífero extenso y grande, muchas veces mayor que el yacimiento.



**Figura 51.** Representación del empuje de aceite por un acuífero natural que tiene un afloramiento

Tan pronto como el agua invade una sección de la zona de aceite y desplaza algo de él, la saturación de agua aumenta, la formación adquiere e incrementa su permeabilidad al agua y ésta tiende a fluir junto con el aceite.

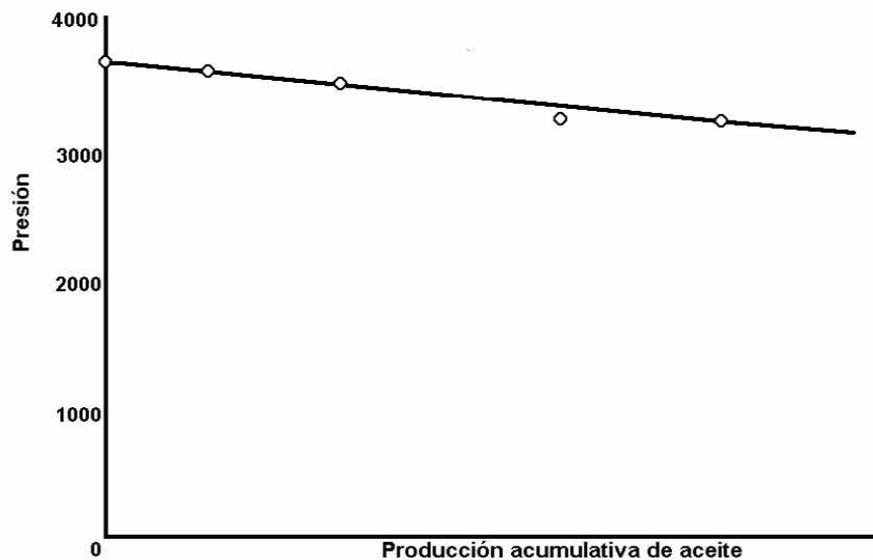
Como agente desplazante el agua tiene una ventaja sobre el gas, ya que debido a su menor movilidad (mayor viscosidad), un volumen de agua introducido en el espacio poroso desalojará más aceite que el mismo volumen de gas y se acumulará también en mayor grado, mostrando menos tendencia que el gas a fluir a través del aceite.



**Figura 52.** Posición del acuífero en el yacimiento al inicio de la explotación y después de un tiempo de explotación

Después que la interfase o contacto agua-aceite alcanza un pozo, su producción de agua aumenta progresivamente. El proceso se termina al abandonar el yacimiento cuando se invaden los pozos superiores y su producción disminuye a un nivel tal que la recuperación deja de ser costeable.

En la mayoría de los yacimientos agotados por empuje de agua, la presión del yacimiento se conserva a un nivel relativamente alto cuando se abandona su explotación.

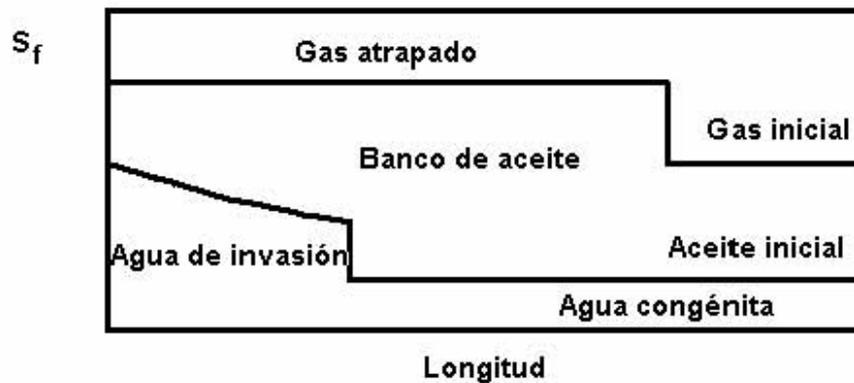


**Figura 53.** Historia de la presión producción para un yacimiento con empuje hidráulico

La relación gas-aceite producida en yacimientos con empuje hidráulico efectivo no sufre cambios substanciales, debido a que al mantenerse alta la presión, se evita la liberación del gas disuelto y su distribución en la producción.

Las recuperaciones varían normalmente entre el 35 y el 75% del volumen original de aceite en el yacimiento. Las recuperaciones bajas corresponden a yacimientos heterogéneos o con aceite viscoso.

En yacimientos con empuje hidráulico la recuperación es sensible al ritmo de explotación. Si los gastos son altos el depresionamiento propiciará la liberación de gas y el desplazamiento con agua se efectuará en presencia de una fase gaseosa. En estas condiciones la saturación de aceite residual puede reducirse substancialmente. Esta reducción proporciona una recuperación de aceite mayor que la obtenida con invasión de agua donde no existe una fase gaseosa. El desplazamiento con agua en una formación parcialmente saturada de gas da lugar al desarrollo de una zona de alta saturación de aceite (banco de aceite), formada adelante del agua de invasión. El banco de aceite desplaza parte de la fase de gas móvil inicial, dejando al gas residual *atrapado* distribuido en los poros en forma de burbujas discontinuas o filamentos. El aceite es desplazado posteriormente por el agua, en presencia de la fase gaseosa inmóvil. En la figura 54 se presenta la secuencia del sistema de desplazamiento descrito.

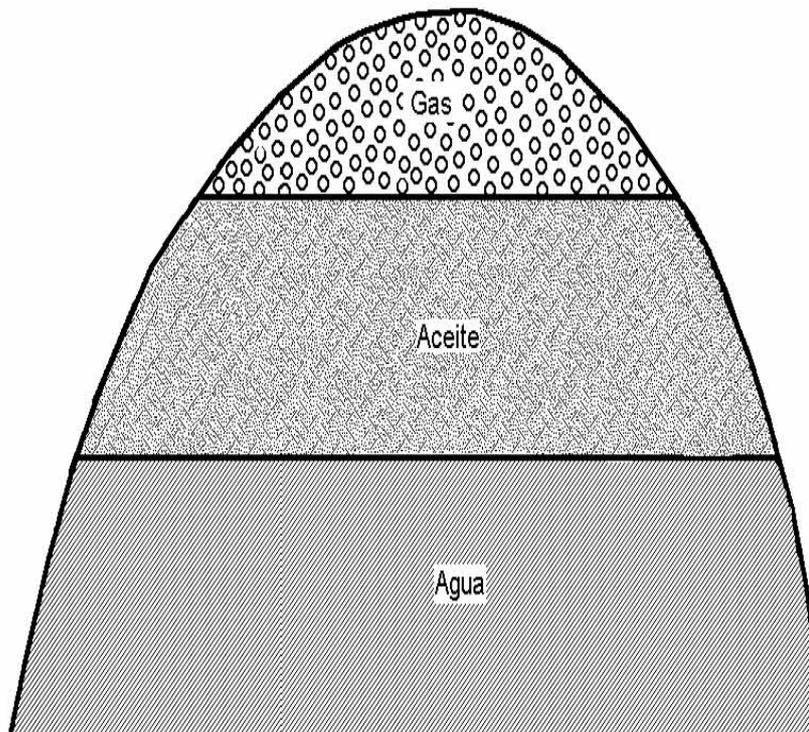


**Figura 54.** Desplazamiento con agua en una formación parcialmente saturada de gas

Si se desea obtener la máxima recuperación, se deberá controlar el ritmo de producción, a fin de que el desplazamiento por agua se efectúe a la presión más conveniente.

### III.V SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL

La segregación gravitacional o drene por gravedad puede clasificarse como un mecanismo de empuje; sin embargo, se considera más bien como una modificación de los demás. La segregación gravitacional es la tendencia del aceite, gas y agua a distribuirse en el yacimiento de acuerdo con sus densidades, como lo muestra la figura 55. El drene por gravedad puede participar activamente en la recuperación del aceite; por ejemplo, en un yacimiento bajo condiciones favorables de segregación, gran parte del gas liberado fluirá a la parte superior del yacimiento, en vez de ser arrastrado hacia los pozos por la fuerza de la presión, contribuyendo así a la formación o agrandamiento del casquete de gas y aumentando la eficiencia total del desplazamiento.



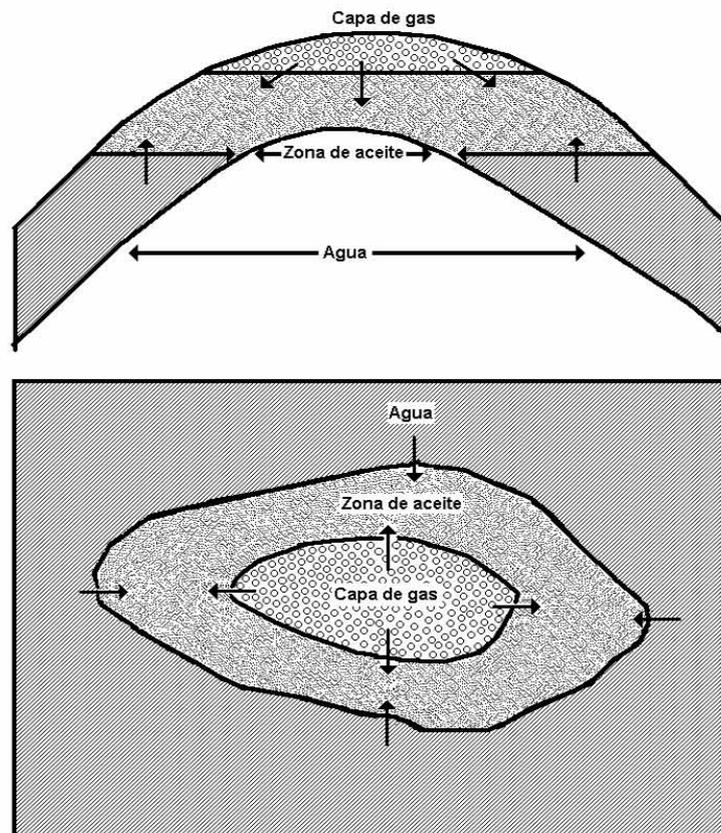
**Figura 55.** Distribución inicial de los fluidos en un yacimiento de hidrocarburos

Los yacimientos presentan condiciones propicias a la segregación de sus fluidos, cuando poseen espesores considerables o alto relieve estructural, alta permeabilidad y cuando los gradientes de presión aplicados no gobiernan totalmente el movimiento de los fluidos.

La recuperación en yacimientos donde existe segregación de gas y/o de agua, es sensible al ritmo de producción; mientras menores sean los gastos, menores serán los gradientes de presión y mayor la segregación. Si se establece en un yacimiento contra flujo de aceite y gas, se desarrollará una capa de gas y la relación gas-aceite producida mostrará una disminución.

### **III.VI11 OTROS TIPOS DE EMPUJE, INCLUYENDO COMBINACIÓN DE MECANISMOS**

La mayoría de los yacimientos quedan sometidos durante su explotación a más de uno de los mecanismos de desplazamiento explicados, por ejemplo: un yacimiento grande puede comportarse inicialmente como productor por empuje de gas disuelto. Después de un corto periodo de producción, la capa de gas asociado actúa efectivamente y contribuye substancialmente a desplazar aceite, posteriormente y después de una extensa extracción, la presión del yacimiento caerá lo suficiente para establecer la entrada de agua del acuífero, de modo que el empuje por agua se presentará como parte importante del mecanismo de desplazamiento como lo muestra la figura 56.



**Figura 56.** Combinación de empujes en un yacimiento de hidrocarburos

Dos combinaciones de fuerzas pueden estar presentes en la combinación de empuje en los yacimientos. Estas son (1) el empuje por agotamiento y un menor empuje de agua y (2) el empuje por agotamiento con una parte pequeña del casquete de gas y mínimo empuje de agua. Entonces, naturalmente, la segregación de la gravedad puede jugar un papel importante en cualquier de los empujes mencionados.

**RECUPERACIÓN SECUNDARIA:** En toda actividad encaminada a una recuperación de hidrocarburos adicional que la que se obtendría con la energía propia del yacimiento, esto es adicionando al yacimiento una energía extraña (proporcionar energía al yacimiento), cualquier tipo de energía que sea, debe considerarse dentro del terreno de la *Recuperación Secundaria*, no importando el tiempo en que esto se realice ni los tipos o los medios para aplicarla.

Comúnmente, esta energía se imparte al yacimiento ya sea en forma mecánica o calorífica: la energía en forma mecánica se suministra al yacimiento cuando a éste se le inyectan fluidos líquidos o gaseosos que desplazan al aceite remanente que se encuentra en el yacimiento. Como energía se representaría por el producto: (PV), que es presión por volumen, que implica trabajo o la capacidad para producir.

Para obtener una recuperación por medio del mecanismo de *Recuperación Secundaria*, se tienen dos métodos que son los más comunes y son:

- 1) Inyección de agua.
- 2) Inyección de gas natural.

Existen otros métodos en la actualidad que permiten extraer el aceite remanente, estos métodos caen en el término de *Recuperación Mejorada*, estos métodos aumentan la recuperación en forma notable. El tipo de energía suele ser combinado e incluye la optimización de la aplicación que es proporcionada por los aditivos que los caracterizan.

La *Recuperación Mejorada* ofrece los métodos térmicos y químicos. La *Recuperación Mejorada* es sólo un caso particular para extraer el hidrocarburo remanente del yacimiento, el cual no pudo ser extraído por medio de la energía propia del yacimiento y después de una *Recuperación Secundaria* aún se encuentra un volumen de hidrocarburos que puede ser recuperado por medio de la *Recuperación Mejorada* o también llamada *Recuperación Terciaria*.

## **APLICACIÓN DE LA ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIA EN SUS DIFERENTES FORMAS**

En el capítulo anterior se ha discutido la existencia de los procesos fundamentales por medio de los cuales se pueden obtener los hidrocarburos de un yacimiento. Un mecanismo de empuje en un yacimiento puede ser definido como una forma diferente de energía dentro de un yacimiento causando la expulsión (o producción) de sus fluidos. El mecanismo de empuje presente en un yacimiento dependerá si se trata de un yacimiento de gas o de aceite. En el caso de un yacimiento de gas el mecanismo de empuje estará formado por las expansiones del propio gas, de la formación y del agua congénita y depende del caso, una posible invasión del agua del posible acuífero asociado al yacimiento.

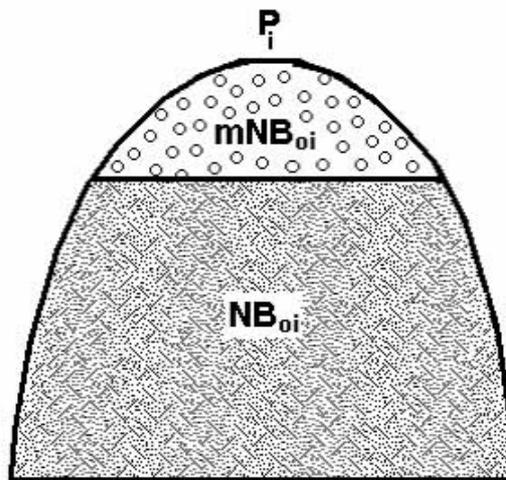
En el caso de un yacimiento de aceite dependerá de las condiciones de presión del yacimiento en las que se encuentre en un momento dado. Esto quiere decir que en la vida productiva de un yacimiento de aceite el mecanismo de producción o desplazamiento estará conformado por diferentes expansiones y recibirá diferentes nombres haciendo las siguientes clasificaciones:

Mecanismo de desplazamiento por expansión de los fluidos y la roca; expansión por empuje de gas disuelto liberado empuje por solución de gas, empuje por casquete o capa de gas, empuje de agua; empuje por segregación y empuje por compresibilidad. Un yacimiento en particular puede ser producido por uno o más mecanismos de empuje, como ya se ha visto en el capítulo tres.

Un aprovechamiento conveniente para el estudio de los tipos de energía del yacimiento se puede realizar a través de la ecuación de balance de materia. A diferencia de los métodos volumétricos, para calcular el volumen original de aceite la ecuación de balance de materia contabiliza únicamente los volúmenes de hidrocarburos, agua de formación y la propia formación, que contribuyen en la producción de los fluidos. Cabe mencionar que entre más tiempo pase explotando el yacimiento, más confiable serán los resultados, siendo menos confiables los que se obtengan al inicio de la explotación y los más confiables cuando se ha abandonado la explotación del yacimiento, para fines prácticos, los mejores resultados al inicio de la explotación, serán los aportados por los métodos volumétricos y a medida que se esté explotando el yacimiento, será la ecuación de balance de materia la que aporte los resultados más confiables; también se podrá realizar una predicción futura del comportamiento del yacimiento.

### **IV.1 CONCEPTOS BÁSICOS DE BALANCE VOLUMÉTRICO DE FLUIDOS PRODUCIDOS DE UN YACIMIENTO**

La predicción sobre el funcionamiento del yacimiento requiere de un conocimiento auténtico sobre la cantidad original del petróleo que se encuentra en el yacimiento. La figura 57 corresponde a las condiciones originales de un yacimiento con volumen inicial u original de la capa o casquete de gas.

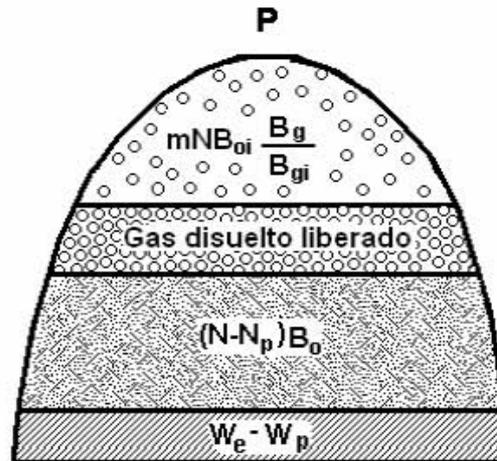


**Figura 57.** Representación esquemática de las condiciones existentes en el yacimiento a la presión inicial.

El yacimiento de la figura 53 se encuentra a una presión inicial ( $P_i$ ), con un volumen inicial de hidrocarburos; puesto que no hay ni ha habido producción, donde:

- **N** = Representa el volumen inicial u original de aceite (sin gas disuelto); [ $m^3$ ] @C. S.
- **B<sub>oi</sub>** = Factor de volumen inicial del gas. Relación de volúmenes, entre un volumen unitario sujeto a las condiciones de presión inicial y temperatura del yacimiento (@CY) y ese mismo volumen sometido a las condiciones de presión y temperatura standard (@CS).
- **m** = Es la relación del volumen inicial de la capa de gas @C. Y., y el volumen inicial de la zona de aceite @C. Y., (m es una constante y es adimensional).
- **NB<sub>oi</sub>** = Volumen original de aceite y su gas disuelto @C. Y.
- **mNB<sub>oi</sub>** = Volumen del casquete original de gas @C. Y.

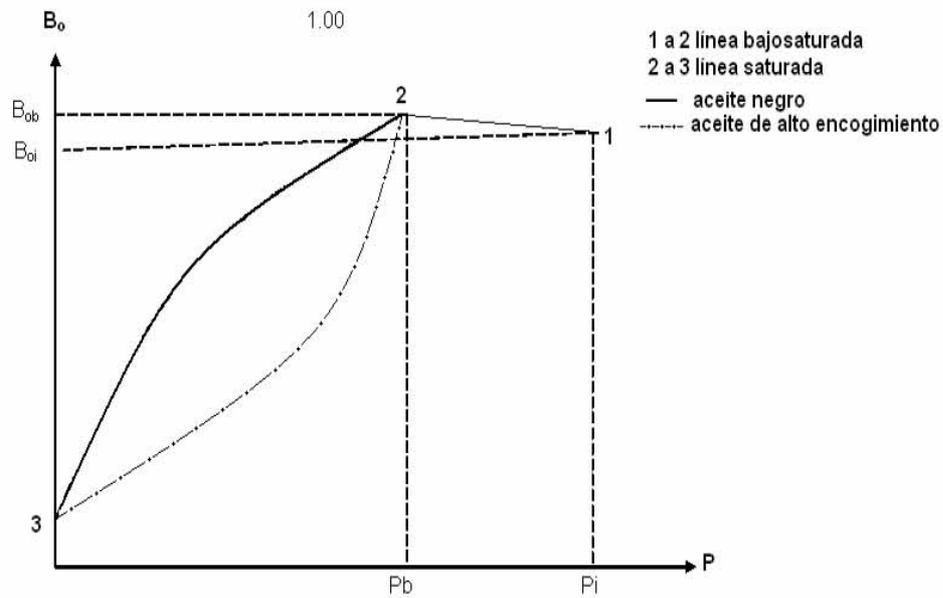
La ecuación de balance de materia expresa la relación que debe existir a todo tiempo en un yacimiento de aceite y gas, esto es, conocer las condiciones iniciales tales como el volumen original de hidrocarburos que se encontrarán contenidos en el yacimiento a la presión inicial. Cuando se inicia la producción de los hidrocarburos, la presión inicial ( $P_i$ ), se reduce a una presión ( $P$ ), por lo que el estado del yacimiento cambia de las condiciones originales a las condiciones que nos muestra la figura 58.



**Figura 58.** Representación esquemática de las condiciones existentes en el yacimiento a una presión  $P$  después de una producción de  $N_p$

Como el yacimiento de la figura 58 ha experimentado una disminución de presión debido a la producción, ahora las condiciones del yacimiento son diferentes a las iniciales, por lo que:

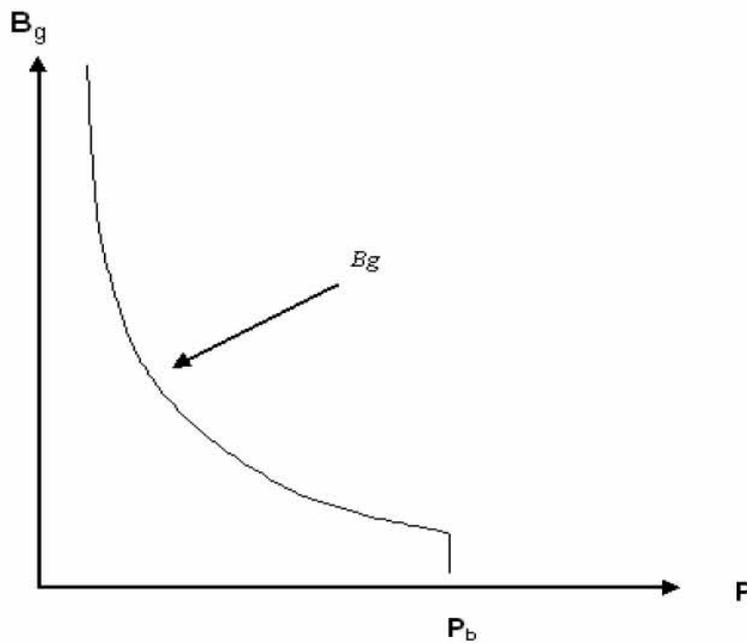
- $W_e$  = Es el volumen de agua que ha entrado al yacimiento durante la producción, en otras palabras; es la entrada acumulativa de agua, del acuífero hacia el yacimiento;  $[m^3]$  @C. Y.
- $W_p$  = Representa la producción acumulativa del agua o volumen de agua que se está produciendo junto con  $N_p$ ;  $[m^3]$  @C. S.
- $N_p$  = Volumen de aceite producido acumulado hasta cierto tiempo;  $[m^3]$  @C. S.
- $B_o$  = El volumen de aceite que se mide en la superficie es menor que el volumen de aceite que parte del yacimiento. Este cambio que sufre el volumen de aceite, acompañado del cambio que sufre tanto la temperatura como la presión del yacimiento a la superficie, es debido a tres factores; el factor más importante es la *liberación del gas del aceite* a medida que la presión declina, al pasar de las condiciones de yacimiento a las condiciones de superficie. Esto causa una disminución relativamente grande en el volumen de aceite, dependiendo de la cantidad de gas disuelto en el aceite. Otros factores son, disminución en la presión, causando que el aceite remanente se expanda ligeramente; pero esto es compensado por la contracción del aceite debido a la disminución en la temperatura. El cambio en el volumen de aceite debido a los tres factores anteriores es normalmente expresado en términos del factor de volumen del aceite,  $B_o$ . La variación de  $B_o$  con la presión es representada gráficamente como se muestra en la figura 59.



**Figura 59.** Gráfica típica del factor de volumen del aceite contra presión

$B_g$  = Factor de volumen del gas. Relación de volúmenes, entre un volumen unitario sujeto a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento (@CY) y ese mismo volumen sometido a las condiciones de presión y temperatura standard (@CS). El procedimiento matemático para obtener  $B_g$ , se muestra en el capítulo dos a partir de la ecuación (2-43) hasta la ecuación (2-49).

En la figura 60, se muestra la variación del factor de volumen del gas,  $B_g$ , en función de la presión.



**Figura 60.** Variación típica del factor de volumen del gas en función de la presión del yacimiento

- $B_{gi}$  = Es el volumen que ocupa en el yacimiento una unidad de gas a condiciones standard sometido a las condiciones iniciales del yacimiento; o más bien conocido como factor de volumen inicial del gas.
- $W_e - W_p B_w$  = Volumen neto de agua que ha invadido al yacimiento; [ $m^3$ ].
- $(N - N_p) B_o$  = Volumen de aceite remanente con su gas disuelto; [ $m^3$ ] @C. Y.
- $mNB_{oi}(B_g/B_{gi} - 1)$  = Es la expansión del gas del casquete a causa del cambio de presión; [ $m^3$ ] @C. Y.

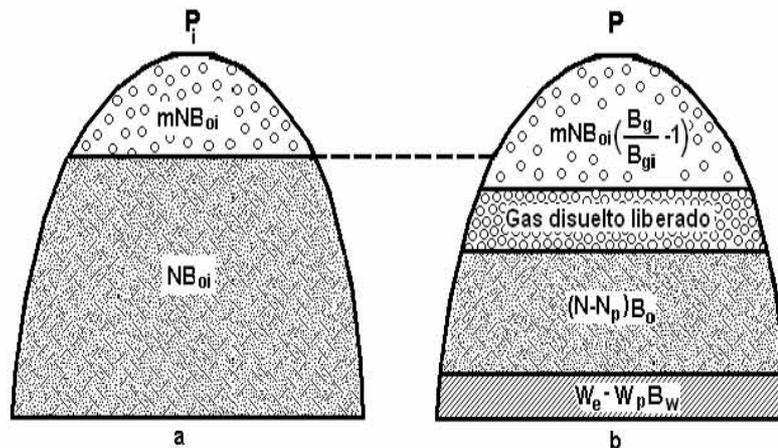


Figura 61. Efecto ocurrido en el yacimiento como resultado de un decremento de presión

En la Figura 61 se muestra el cambio que sufre el yacimiento cuando se encuentra a una presión inicial y después de un tiempo a la presión  $P$ , que ha cambiado debido a la explotación del mismo. Se puede observar que la capa de gas original ahora se encuentra en la figura b expandida por la caída de presión que ha sufrido el sistema, otra de las variantes que se pueden notar es la entrada de agua que proviene del acuífero para entrar al yacimiento, otro factor importante que se muestra en la figura b, es la liberación del gas que se encontraba disuelto en el aceite.

#### IV.II DESARROLLO DE LA ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIA

La ecuación de balance de materia (EBM), es reconocida como una de las herramientas básicas de la ingeniería de yacimientos para interpretar y predecir el comportamiento del yacimiento. La ecuación de balance de materia puede ser usada para:

- Estimación del volumen inicial de hidrocarburos.
- Determinación del mecanismo de producción predominante.
- Predicción del comportamiento del yacimiento.

La ecuación de balance de materia está estructurada para mantener un inventario sencillo de los fluidos que entran y salen del yacimiento y de su acumulación en el yacimiento.

El concepto sobre ecuación de balance de materia puede presentarse con Schilthuis en 1941. Presenta una forma simple de la ecuación de balance de materia, y ésta puede ser escrita como base volumétrica a condiciones de presión del yacimiento:

$$\text{Volumen inicial} = \text{Volumen remanente} + \text{Volumen producido}$$

La ecuación de balance de materia puede ser también escrita en una forma general como se muestra a continuación:

$$N(B_t - B_{ti}) + mNB_{ti} \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + (W_e - W_p B_w) + C_f \left[ \frac{mNB_{ti}}{1 - S_{wi zg}} + \frac{NB_{ti}}{1 - S_{wi zo}} \right] + C_w \Delta p \left[ \frac{mNB_{ti} S_{w zg}}{1 - S_{wi zg}} + \frac{NB_{ti} S_{w zo}}{1 - S_{wi zo}} \right] = N_p (B_o + B_g (R_p - R_s)) \quad (4-1)$$

donde :

$$N(B_t - B_{ti}) = \text{Expansión del aceite con su gas disuelto y el gas disuelto liberado} \quad (4-2)$$

$$mNB_{ti} \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) = \text{Expansión del gas del casquete original.} \quad (4-3)$$

$$W_e - W_p B_w = \text{Entrada neta de agua del acuífero al yacimiento.} \quad (4-4)$$

$$C_f \left[ \frac{mNB_{ti}}{1 - S_{wi zg}} + \frac{NB_{ti}}{1 - S_{wi zo}} \right] = \text{Expansión de la formación} \quad (4-5)$$

$$C_w \Delta p \left[ \frac{mNB_{ti} S_{w zg}}{1 - S_{wi zg}} + \frac{NB_{ti} S_{w zo}}{1 - S_{wi zo}} \right] = \text{Expansión del agua congénita (se considera que } S_w \text{ es diferente en la zona de aceite y en la zona de gas).} \quad (4-6)$$

$$N_p (B_o + B_g (R_p - R_s)) = \text{Producción de aceite con gas disuelto y gas disuelto liberado (gas libre en la zona de aceite).} \quad (4-7)$$

Analizando la ecuación de balance de materia (4-1), ésta nos dice que expansión es igual a producción, por lo tanto:

*Expansión = Volumen de fluidos desplazados o producidos*

Esta igualdad se cumple al suponer que el volumen del yacimiento es constante y a condiciones de presión del yacimiento.

Por otro lado:

*Expansión =  $\Sigma$  de las expansiones de cada componente*

Es decir:

$$\begin{aligned}
 & \text{Expansión} \\
 & = \\
 & \text{Expansión del aceite, su gas disuelto y el gas disuelto liberado} \\
 & + \\
 & \text{Expansión del casquete de gas} \\
 & + \\
 & \text{Expansión de la formación en la zona de gas} \\
 & + \\
 & \text{Expansión de la formación en la zona de aceite} \\
 & + \\
 & \text{Expansión del agua de formación en la zona de gas} \\
 & + \\
 & \text{Expansión del agua de formación en la zona de aceite} \\
 & + \\
 & \text{Expansión del gas en la zona de aceite (gas liberado)} \\
 & + \\
 & \text{Entrada neta de agua (del acuífero al yacimiento)}
 \end{aligned}$$

Donde la expansión del aceite y su gas disuelto, se representa matemáticamente como:

$$N(B_t - B_{ti}) \text{ o también como } N(B_o - B_{oi}) + N(R_{Si} - R_S)B_g \quad (4-8)$$

De igual manera, la expansión del casquete de gas es representado de la manera siguiente:

$$G(B_g - B_{gi}) \text{ o como } mNB_{ti} \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \quad (4-9)$$

Mientras que la expansión de la formación en la zona de gas es representada como:

$$V_{p_{zg}} C_f \Delta p \quad (4-10)$$

La manera de representar la expansión de la formación en la zona de aceite es:

$$V_{p_{zo}} C_f \Delta p \quad (4-11)$$

La representación matemática de la expansión del agua de formación en la zona de gas es:

$$V_{w_{zg}} C_w \Delta p \quad (4-12)$$

Para representar la expansión del agua de formación en la zona de aceite se tiene:

$$V_{w_{zo}} C_w \Delta p \quad (4-13)$$

La expansión de gas en la zona de aceite (gas liberado):

$$N(R_{si} - R_s) B_g \quad (4-14)$$

es el volumen de gas disuelto liberado residual.

La entrada neta de agua está dada por la expresión matemática como:

$$W_e - W_p B_w \quad (4-15)$$

El volumen de poros que es ocupado por la expansión del gas en solución, se tiene que los términos volumétricos pueden ser determinados por la aplicación del siguiente balance de materia en la solución de gas:

$$\begin{aligned}
 & \text{Volumen inicial de gas del casquete} && (A) \\
 & + \\
 & \text{Volumen inicial de gas disuelto en el aceite} && (B) \\
 & = \\
 & \text{Volumen de gas libre residual} && (C) \\
 & + \\
 & \text{Volumen de gas disuelto remanente} && (D) \\
 & + \\
 & \text{Volumen de gas producido} && (E)
 \end{aligned}$$

Cada término de la ecuación anterior se representa matemáticamente de la siguiente forma:

$$(A) \quad mN \frac{B_{oi}}{B_{gi}} \quad (4-16)$$

$$(B) \quad NR_{si} \quad (4-17)$$

$$(C) \quad \frac{mNB_{oi} + NB_{oi} - (N - N_p)B_o - (W_e - W_p B_w)}{B_g} \quad (4-18)$$

$$(D) \quad (N - N_p)R_s \quad (4-19)$$

$$(E) \quad N_p R_p \quad (4-20)$$

### INFORMACIÓN QUE REQUIERE BALANCE VOLUMÉTRICO

Algunos de los elementos importantes para el balance volumétrico ya se han definido y descrito con anterioridad; por lo que en este punto nos referiremos a aquellos que aún no se han estudiado de manera detenida y que sólo han sido mencionados.

**COMPRESIBILIDAD DE LOS PRINCIPALES COMPONENTES DE LA FORMACIÓN:** A las condiciones iniciales, los yacimientos de hidrocarburos se encuentran sometidos a altas presiones, por lo que sus elementos se encuentran comprimidos a causa de las grandes presiones, por lo que es importante definir el término de compresibilidad para cada elemento.

Al estar explotando los hidrocarburos, la presión en el espacio poroso disminuye; por lo que los elementos que se encontraban bajo los efectos de compresibilidad, se expanden debido a la caída de presión que ha sufrido el sistema.

La compresibilidad es definida como el cambio de volumen que sufre un volumen unitario por unidad de variación de presión y queda representado como:

$$C = -\frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial P} \quad (4-21)$$

Donde:  $\frac{\partial V}{\partial P}$  es de pendiente negativa, por lo que el signo negativo convierte la compresibilidad en un valor positivo.

El valor de la pendiente  $\frac{\partial V}{\partial P}$  varía con la presión, por lo tanto la compresibilidad es diferente para cada presión, siendo mayor generalmente al disminuir ésta.

Los valores que se indican a continuación, son rangos de compresibilidades de los principales componentes de los yacimientos, y son el resultado de muchas observaciones:

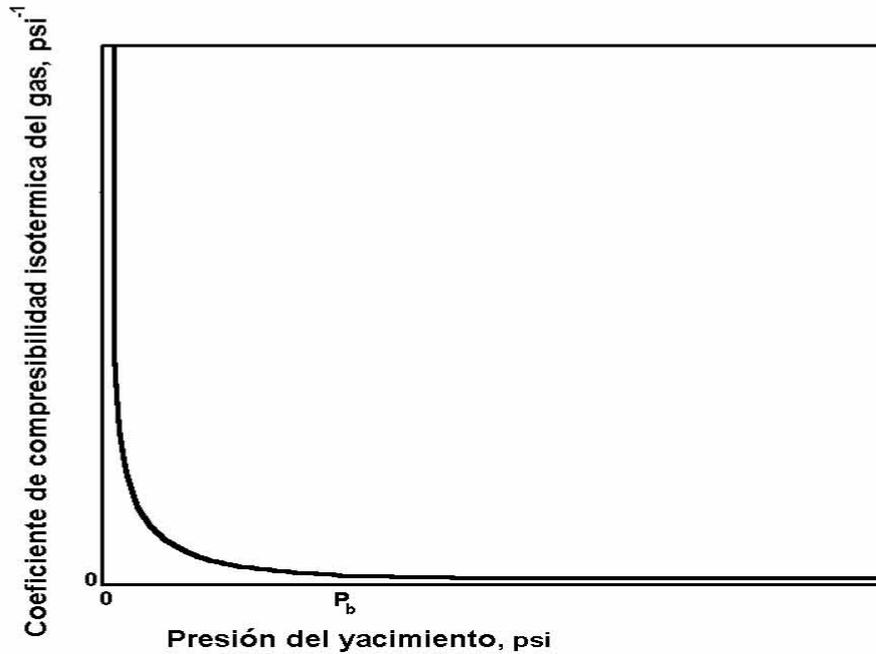
$C_i$	4	-	$14 \times 10^{-5}$	$\left(\frac{\text{Kg}}{\text{cm}^2}\right)^{-1}$
$C_w$	3	-	$6 \times 10^{-5}$	$\left(\frac{\text{Kg}}{\text{cm}^2}\right)^{-1}$
$C_o$	7	-	$140 \times 10^{-5}$	$\left(\frac{\text{Kg}}{\text{cm}^2}\right)^{-1}$
Gas a 70 Kg/cm <sup>2</sup>	1300	-	$1800 \times 10^{-5}$	$\left(\frac{\text{Kg}}{\text{cm}^2}\right)^{-1}$
Gas a 350 Kg/cm <sup>2</sup>	70	-	$300 \times 10^{-5}$	$\left(\frac{\text{Kg}}{\text{cm}^2}\right)^{-1}$

La compresibilidad promedio se puede obtener por medio de la ecuación, expresada en la forma:

$$C = -\frac{1}{V} \times \frac{(V_1 - V_2)}{(P_1 - P_2)} \quad (4-22)$$

Considerando que la temperatura es constante. El volumen de referencia V en la ecuación (4-22), debe ser un promedio de  $V_1$  y  $V_2$ , aunque algunos autores empleen los valores de  $V_1$  o de  $V_2$ .

**COMPRESIBILIDAD DEL GAS ( $C_g$ ):** El desarrollo de la ecuación de los gases ideales permite llegar a la ecuación de la compresibilidad del gas, dicho desarrollo se obtuvo en el capítulo uno. La relación de la compresibilidad del gas para la presión del yacimiento y con una temperatura constante, es mostrada en la figura 62.



**Figura 62.** Comportamiento típico de la compresibilidad isotérmica de un gas en función de la presión y de la temperatura constante del yacimiento

**COMPRESIBILIDAD DEL ACEITE ( $C_o$ ):** En la presión sobre el punto de burbujeo, el coeficiente de la compresibilidad isotérmica del aceite es definida exactamente como el coeficiente de la compresibilidad isotérmica de un gas.

La compresibilidad media del aceite, mientras el yacimiento produce arriba de la presión de saturación, puede referirse a la presión media del yacimiento en esta etapa de explotación, la cual es obtenida por la ecuación siguiente:

$$\bar{p} = \frac{p_1 + p_2}{2} \quad (4-23)$$

La compresibilidad del aceite a estas condiciones se determina aplicando la siguiente ecuación:

$$\bar{C} = -\frac{1}{v} \frac{\partial V}{\partial P} \quad (4-24)$$

Para la obtención de la ecuación (4-24), se requiere el factor de volumen de aceite, se representa de la forma:

$$B_o = \frac{(V_o + g_d) @ C.Y.}{V_o @ C.S.} \quad (4-25)$$

por lo que:

$B_o$  = Factor de volumen del aceite.

$V_o$  = Volumen de aceite.

$g_d$  = gas disuelto.

@ C. Y. = A condiciones de yacimiento.

@ C. S. = A condiciones standard.

$$B_{o1} = \frac{(V_o + g_d)_1 @ C.Y.}{V_o @ C.S} \quad (4-26)$$

$$B_{o2} = \frac{(V_o + g_d)_2 @ C.Y.}{V_o @ C.S} \quad (4-27)$$

Para el volumen de aceite, se tienen las expresiones:

$$V_{o1} = V_{om} B_{o1} \quad (4-28)$$

$$V_{o2} = V_{om} B_{o2} \quad (4-29)$$

donde:

$V_{o1}$  = Volumen de aceite 1.

$V_{o2}$  = Volumen de aceite 2.

$B_{o1}$  = Factor de volumen 1.

$B_{o2}$  = Factor de volumen 2.

$V_{om}$  = Volumen de aceite muerto.

Para obtener el volumen promedio se tiene que:

$$\bar{V} = \frac{\bar{V}_{o2} + \bar{V}_{o1}}{2} \quad (4-30)$$

Por lo que se sustituyen las ecuación (4-28) y (4-29) en (4-30) para obtener:

$$\bar{V} = \frac{V_{om} B_{o2} + V_{om} B_{o1}}{2} \quad (4-31)$$

factorizando se obtiene:

$$\bar{V} = \frac{V_{om}(B_{o2} + B_{o1})}{2} \quad (4-32)$$

Sustituyendo la ecuación (4-32) en (4-24), se tiene:

$$C = -\frac{1}{\frac{V_{om}(B_{o2} + B_{o1})}{2}} \frac{V_{om}(B_{o2} - B_{o1})}{P_2 - P_1} \quad (4-33)$$

desarrollando se tiene:

$$C = -\frac{2}{V_{om}(B_{o2} + B_{o1})} \frac{V_{om}(B_{o2} - B_{o1})}{P_2 - P_1} \quad (4-34)$$

Por lo que la compresibilidad queda representada matemáticamente como:

$$C = \frac{-2}{B_{o2} + B_{o1}} \frac{(B_{o2} - B_{o1})}{P_2 - P_1} \quad (4-35)$$

Al igual que con el gas, el coeficiente de la compresibilidad isotérmica del aceite usualmente es llamado compresibilidad o en estos casos, compresibilidad del aceite.

Para determinar el factor de volumen de aceite ( $B_o$ ), se debe de recordar que el volumen de aceite en el yacimiento está dado por:  $m_o^3 @C.Y.$  Por lo que el volumen total de aceite es la relación del volumen de aceite y un volumen unitario, este volumen total de aceite está representado matemáticamente por:

$$V_{oT} = \frac{m_o^3 @C.Y.}{1m^3 @C.S.} \quad (4-36)$$

De la ecuación anterior se determina el factor de volumen de aceite total ( $B_{oT}$ ) como:

$$B_{oT} = \frac{X @C.Y.}{1 @C.S.}$$

donde X representa un valor cualquiera que determine a un volumen de aceite.  
finalmente el factor de volumen de aceite total ( $B_{oT}$ ) queda con las unidades siguientes:

$$B_{oT} = \frac{m_o^3 @C.Y.}{m_o^3 @C.S.}$$

Al igual que con el gas, el coeficiente de la compresibilidad isotérmica del aceite usualmente es llamado compresibilidad o en estos casos, compresibilidad del aceite.

Cuando se tiene la presión menor o igual a la presión en el punto de burbujeo, la compresibilidad isotérmica del aceite se calcula con la siguiente correlación:

$$\ln(C_o) = -7.633 - 1.497 \ln(P) + 1.115 \ln(T) + 0.533 \ln(API) + 0.184 \ln(R_{si}) \quad (4-37)$$

donde P = [psi] y T = [°R]. Los resultados presentan un error menor del 10% para presiones mayores que 500 psia. A presiones menores que 500 psia el error es menor del 20%.

Si se conoce la presión de burbujeo, se utiliza una mejor correlación, la cual se muestra a continuación:

$$\ln(C_o) = -7.573 - 1.450 \ln(P) - 0.383 \ln(P_b) + 1.402 \ln(T) + 0.256 \ln(API) + 0.449 \ln(R_{si}) \quad (4-38)$$

Las ecuaciones (4-37) y (4-38) fueron propuestas por Mc Cain, Rollins y Villena (1988) y son validas hasta 330°F y 5300psi. En ellas T = [°R] y P = [psia].

Vázquez y Beggs realizan una correlación que es determinada por un total de 4,036 datos experimentales, usando un modelo de regresión lineal, Vázquez y Beggs (1980) determinaron la correlación para la compresibilidad isotérmica del aceite con  $R_s$ , T, °API,  $\gamma_g$  y P. Propusieron la siguiente ecuación:

$$C_o = \frac{-1433 + 5R_{si} + 17.2(T - 460) - 1180\gamma_g + 12.61^\circ API}{10^5 P} \quad (4-39)$$

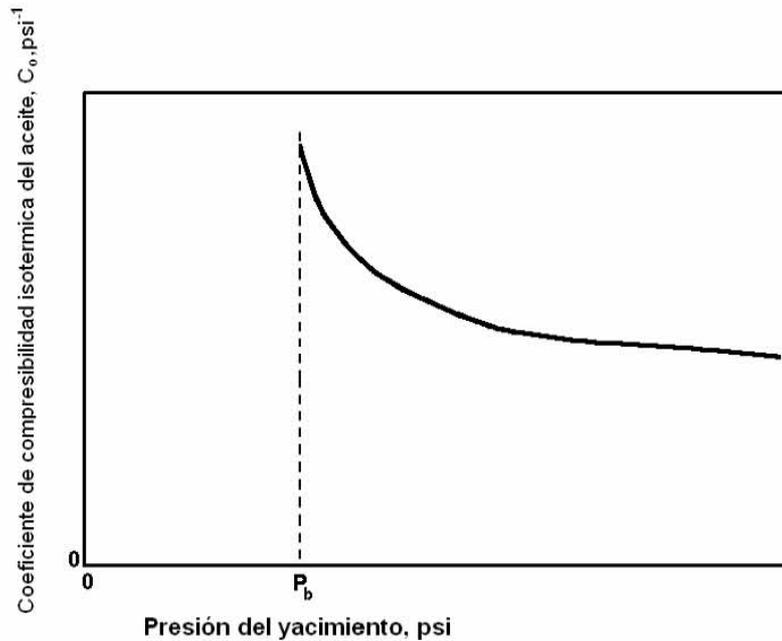
La ecuación (4-39) se aplica solamente para  $P > P_b$ . Ya que si se aplica para presiones en el punto de burbujeo, la ecuación predice valores de compresibilidad bastante menor.

Por otro lado:

$$C_o = -\frac{1}{V} \left( \frac{\partial V}{\partial P} \right)_T \quad (4-40)$$

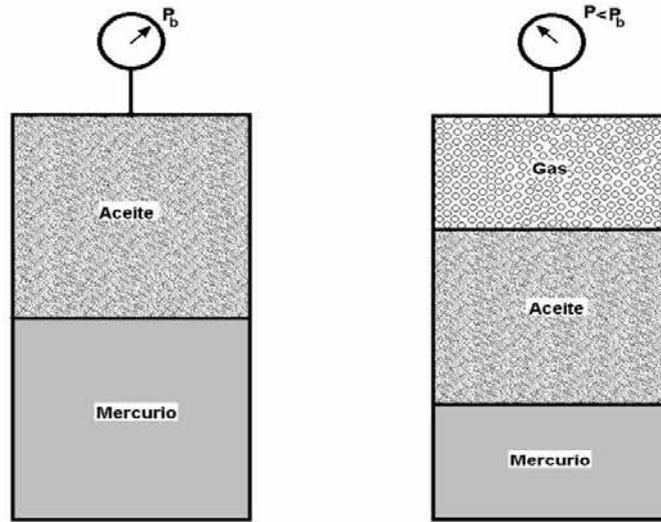
La ecuación (4-40) es la ecuación de la compresibilidad del aceite simplificada que da la fracción del cambio en el volumen de un líquido cuando la presión cambia a temperatura constante. Es mejor utilizar la derivada parcial que la derivada ordinaria porque solo hay una variable independiente, es permitido variar la presión. Recordando que la T del subíndice indica que la temperatura es constante.

La relación de la compresibilidad del aceite para la presión del yacimiento, para un aceite negro típico y con la temperatura constante se muestra en la figura 63.



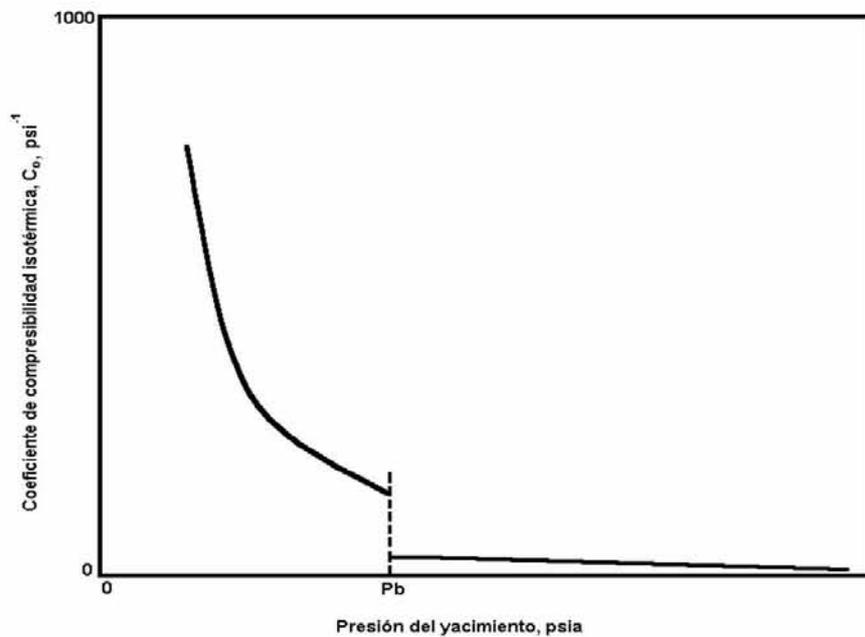
**Figura 63.** Gráfica típica del coeficiente de compresibilidad isotérmica del aceite como una función de la presión y a una temperatura constante del yacimiento, con presión arriba del punto de burbujeo

Cuando la presión del yacimiento está por debajo de la presión del punto de burbujeo, la situación es muy diferente. Como se muestra en la figura 64, el volumen de los líquidos en el yacimiento decrece a causa de la reducción de la presión. Sin embargo, el volumen ocupado en el yacimiento por la masa original de los líquidos aumenta debido a la expansión del gas. El cambio en el volumen del líquido puede ser observado en las celdas mostradas por la figura 64.



**Figura 64.** Ilustración del coeficiente de compresibilidad isotérmica del aceite a presión bajo el punto de burbujeo a temperatura constante

La gráfica completa de la compresibilidad como una función de la presión del yacimiento está representada por la figura 65, donde existe una discontinuidad en el punto de burbujeo. La aparición de la primera burbuja del gas causa un gran cambio en el valor de la compresibilidad.



**Figura 65.** Gráfica típica del coeficiente de compresibilidad isotérmica del aceite en función de la presión a temperatura constante

**COMPRESIBILIDAD DEL AGUA ( $C_w$ ):** En la figura 65 se puede notar que el coeficiente de la compresibilidad isotérmica del aceite tiene una discontinuidad en el punto de burbujeo. El coeficiente de la compresibilidad isotérmica del agua tiene del mismo modo discontinuidad por la misma razón. La figura 65 es típica de la relación entre la presión y la compresibilidad en el yacimiento. Pero los valores de la compresibilidad del agua es algo menor que los de la compresibilidad de aceite.

La compresibilidad del agua, como la del aceite, aunque en menor grado, depende de la temperatura, la presión y la cantidad de gas en solución y su salinidad.

El coeficiente de la compresibilidad isotérmica del agua con presión arriba del punto de burbujeo, es definida como:

$$C_w = -\frac{1}{V_w} \left( \frac{\partial V_w}{\partial P} \right)_T \quad (4-41)$$

Si se cuenta con el factor de volumen del agua, entonces:

$$C_w = -\frac{1}{B_w} \left( \frac{\partial B_w}{\partial P} \right)_T \quad (4-42)$$

otra forma de obtener la compresibilidad del agua es cuando se tiene el valor de la densidad del agua del yacimiento.

$$C_w = \frac{1}{\rho_w} \left( \frac{\partial \rho_w}{\partial P} \right)_T \quad (4-43)$$

La compresibilidad del agua pura, se obtiene con la siguiente ecuación:

$$C_{w1} = [a + bT + cT^2] 10^{-6} \quad (4-44)$$

por lo que:

$$C_{w1} = [1/\text{psi}].$$

$$T = [^\circ\text{F}].$$

Las constantes son:

$$a = 3.8546 - 0.000134p$$

$$b = -0.01052 + 4.77 \times 10^{-7}p$$

$$c = 3.9267 \times 10^{-5} - 8.8 \times 10^{-10}p$$

$$\text{con } p = [\text{psi}]$$

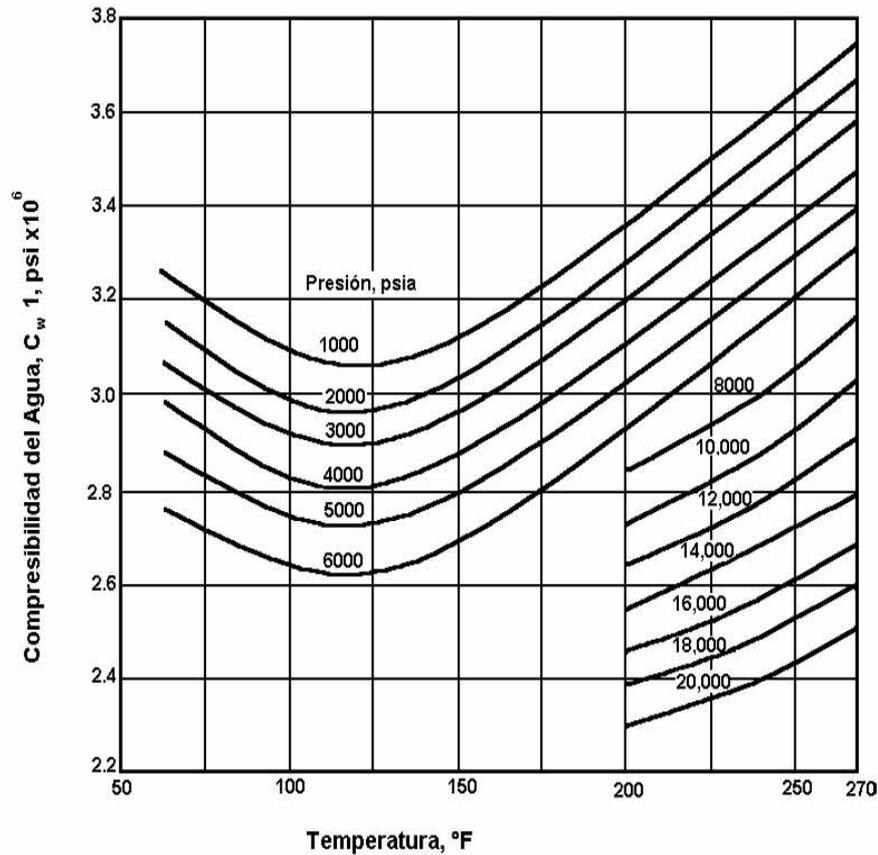
Para corregir salinidad:

$$C_w = C_{w1} \left[ 1 + NaCl^{0.7} \left( -0.052 + 0.00027T - 1.14 \times 10^{-6} T^2 + 1.121 \times 10^{-9} T^3 \right) \right] \quad (4-45)$$

donde:

NaCl = [%]

La figura 66 indica el coeficiente de compresibilidad isotérmica de un agua pura, esta gráfica se obtuvo de la combinación de los ajustes de datos.



**Figura 66** Coeficiente de compresibilidad isotérmica del agua pura

Con la presión abajo del punto de burbujeo, la compresibilidad del agua es definida como:

$$C_w = -\frac{1}{B_w} \left[ \left( \frac{\partial B_w}{\partial P} \right)_T - B_g \left( \frac{\partial R_{sw}}{\partial P} \right)_T \right] \quad (4-46)$$

La ecuación (4-46) puede ser escrita como:

$$C_w = -\frac{1}{B_w} \left( \frac{\partial B_w}{\partial P} \right)_T + \frac{B_g}{B_w} \left( \frac{\partial R_{sw}}{\partial P} \right)_T \quad (4-47)$$

La ecuación (4-47), es diferente a la ecuación (4-43), ya que la ecuación (4-43) se aplica con presión arriba del punto de burbujeo, mientras que la ecuación (4-47) es aplicable con presión abajo del punto de burbujeo y es calculado usando la figura 66 y figura 67.

La figura 63 da un factor de corrección para ser usado en el ajuste de la compresibilidad del agua para los efectos de disolución de sólidos. La cantidad de gas disuelto no tiene efecto en la compresibilidad del agua.

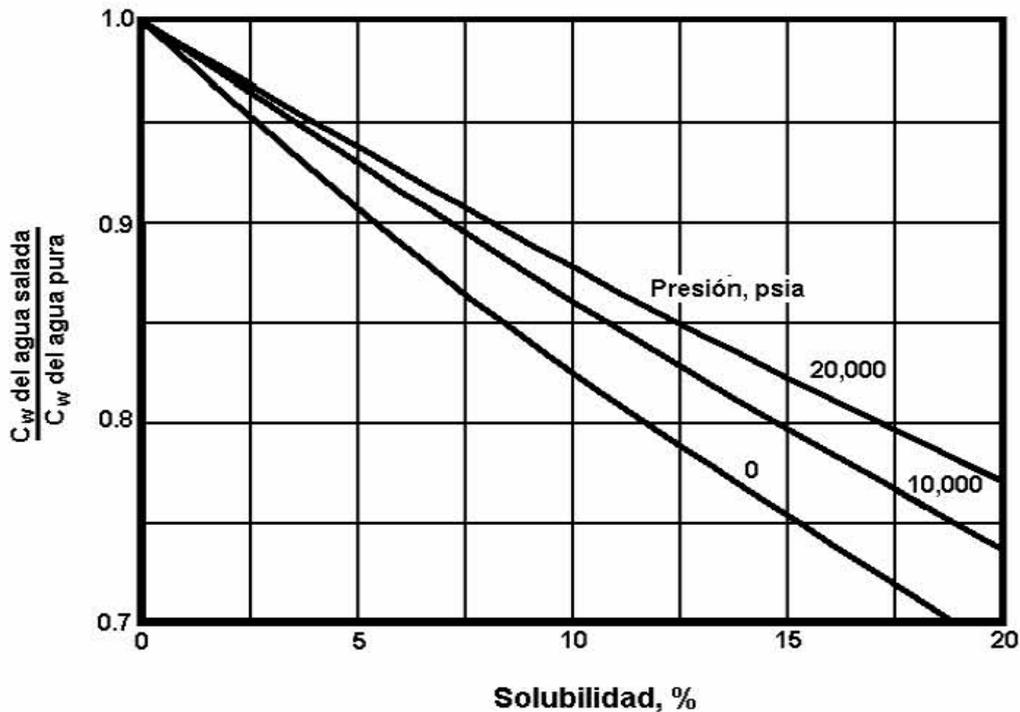


Figura 67.

**COMPRESIBILIDAD DE LA FORMACIÓN ( $C_f$ ):** Cuando la presión del fluido contenido en los espacios porosos de la roca, la cual está sometida a una presión externa constante (presión de confinamiento), se abate a causa de la extracción, el volumen total de la roca decrece, mientras que el volumen de las partículas sólidas aumenta. Dichos cambios de volumen tienden a reducir la porosidad de la roca ligeramente.

Este cambio en la porosidad para una determinada roca, depende sólo de la diferencia entre la presión interna y externa y no del valor absoluto de las presiones. La compresibilidad del volumen poroso ( $C_f$ ) para cualquier valor de diferencia de presión externa e interna, se define como el cambio de volumen que experimenta un volumen unitario de poros por unidad de abatimiento de presión.

Cuando la presión del yacimiento declina de un valor inicial ( $P_i$ ) a cualquier valor de presión ( $P$ ), en un yacimiento que produce arriba de la presión de saturación, el volumen inicial de poros ( $V_{pi}$ ) declina a un valor ( $V_p$ ), debido a la compresibilidad de la formación. Usando una compresibilidad promedio de la

formación, expresada en unidades de volumen de poro por volumen de poros por  $\text{kg}/\text{cm}^2$ ; cuando la presión promedio del yacimiento se abate en  $\Delta p$  ( $\text{kg}/\text{cm}^2$ ), el volumen de poros final, a la presión P, es:

$$V_p = V_{p_i}(1 - C_f \Delta p) \quad (4-48)$$

donde:

$V_p$  = Volumen de poros.

$V_{p_i}$  = Volumen de poros inicial del yacimiento.

$\Delta p$  = Diferencia de presiones.

$C_f$  = Compresibilidad de la formación.

El volumen de poros inicial puede calcularse con la siguiente ecuación:

$$V_{p_i} = \frac{V_{oi}}{S_{oi}} = \frac{N B_{oi}}{1 - S_{wi}} \quad (4-49)$$

los términos se definen como:

$V_{oi}$  = Volumen de aceite inicial.

$S_{oi}$  = Saturación de aceite inicial.

$S_{wi}$  = Saturación de agua inicial.

Hall encontró experimentalmente una relación entre la porosidad de la roca y su compresibilidad. La correlación mencionada se refiere al efecto combinado de aumento de volumen de los granos al caer la presión y la disminución del volumen de la formación, por compactación, a causa de la extracción y por efecto de la presión de roca.

Hall determinó que la compresibilidad de la formación es independiente del tipo de roca y del rango de presiones y exclusivamente una función de la porosidad. En la correlación establecida se mantuvo constante la presión de sobrecarga.

En la figura 68 se muestra la relación obtenida entre la porosidad y la compresibilidad de la formación.

Se concluye, por lo tanto, que la compresibilidad de una formación debe obtenerse experimentalmente y si no se dispone de los medios apropiados se recurrirá a la correlación de Hall.

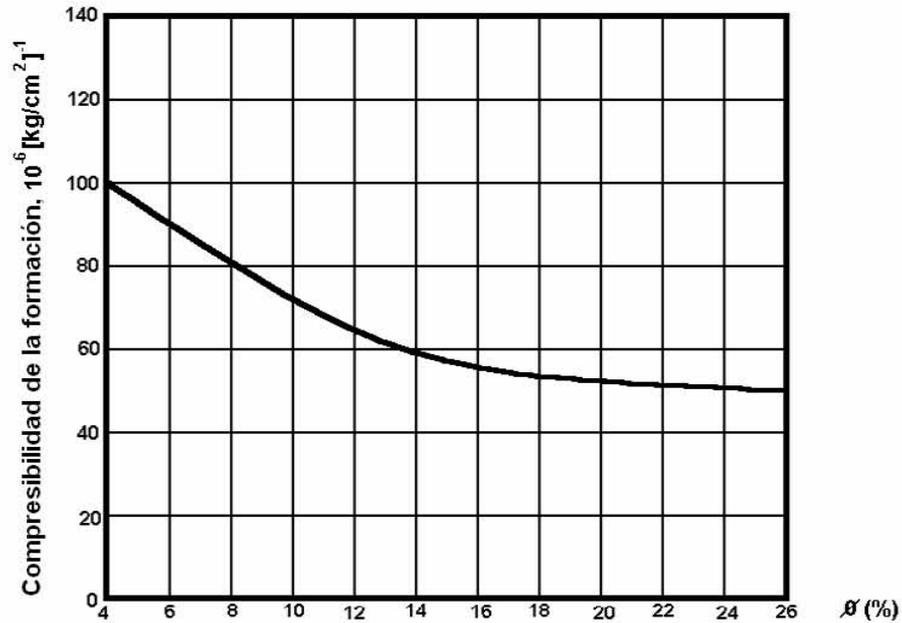


Figura 68. Compresibilidad efectiva de la formación

**EXPANSIÓN:** Como se ha visto que cuando se realiza la producción de hidrocarburos, este proceso ocasiona una cierta caída de presión en el yacimiento, esta caída de presión ocasiona también una expansión en los fluidos y de los sólidos contenidos en el yacimiento, más el volumen de entrada neta natural de agua menos el volumen de agua producido, es decir, la entrada de agua, y el cálculo de las expansiones se realizará por medio de las siguientes ecuaciones:

$$V_{fd} = E_o + E_w + E_s + W_e - W_p B_w \quad (4-50)$$

donde:

$V_{fd}$  = Volumen de fluidos desplazados.

$E_o$  = Expansión del aceite.

$E_w$  = Expansión del agua.

$E_s$  = Expansión de sólidos.

$W_e$  = Entrada de agua.

$$E_o = V_o C_o \Delta' p = V_{pi} (1 - S_w) C_o \Delta' p \quad (4-51)$$

$$E_w = V_w C_w \Delta' p = V_{pi} S_w C_w \Delta' p \quad (4-52)$$

$$E_f = V_p C_f \Delta' p = V_{pi} C_f \Delta' p \quad (4-53)$$

donde:

$V_o$  = Volumen de aceite.

$V_w$  = Volumen de agua

$V_s$  = Volumen de sólidos

$C_o$  = Compresibilidad del aceite.

$C_w$  = Compresibilidad del agua.

$C_s$  = Compresibilidad de sólidos.

$C_f$  = Compresibilidad de la formación.

$\Delta'p$  = abatimiento de la presión.

$S_w$  = Saturación de agua media del yacimiento.

$V_{pi}$  = Volumen de poros iniciales del yacimiento.

Para obtener el volumen de poros ante una caída de presión, se tiene que:

$$V_p = V_{pi}(1 - C_f \Delta'p) \quad (4-54)$$

Si no se cuenta con el volumen de poros pero si tenemos los valores de la porosidad de la roca ( $\phi$ ) y el volumen de roca ( $V_r$ ), entonces se puede obtener el volumen de poros, con la ecuación (1-2) que se muestra en el capítulo uno.

La ecuación que a continuación se presenta nos permite calcular el volumen de poros iniciales ( $V_{pi}$ ).

$$V_{pi} = \phi_i V_r \quad (4-55)$$

Si despejamos el volumen de poros ( $V_p$ ), de la ecuación (1-2) y sustituimos la ecuación dada en la ecuación (4-54), así como también sustituimos la ecuación (4-55) en la ecuación (4-54) tendremos la siguiente ecuación:

$$\phi V_r = \phi_i V_r (1 - C_f \Delta p) \quad (4-56)$$

Dividiendo la ecuación (4-56) entre el volumen de roca ( $V_r = \text{cte}$ ), la ecuación queda expresada de la siguiente forma:

$$\phi = \phi_i (1 - C_f \Delta p) \quad (4-57)$$

Para obtener el valor de  $\Delta'p$  se tiene que:

$$\Delta'p = (P_i - P) \quad (4-58)$$

**RECUPERACIÓN:** En el proceso de recuperación primaria, la producción de hidrocarburos se realiza a expensa de la energía propia del yacimiento. Es decir, durante la recuperación primaria de hidrocarburos no se inyecta masa ni energía. Por lo que se trata de asegurar la mayor producción posible con la energía del yacimiento. Una de las tareas del ingeniero petrolero es la de estimar la

recuperación de los hidrocarburos, obviamente que esto depende de consideraciones técnicas, económicas y ambientales; consideraciones que a su vez, determinan el proceso de recuperación, por lo que una de las ecuaciones requeridas es la ecuación de recuperación del aceite que está representada por:

$$R_{ec} = \frac{N_p}{N} \quad (4-59)$$

ya que:

$R_{ec}$  = Recuperación de aceite; [m<sup>3</sup>@C. S.]

#### IV.III APLICACIONES DE LA ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIA PARA YACIMIENTOS

##### ACEITE BAJOSATURADO

Los yacimientos de aceite bajosaturado, presentan una presión inicial ( $P_i$ ) mayor que la presión de burbujeo ( $P_b$ ).

Otro punto que es importante señalar es que los yacimientos de aceite bajosaturado, no presentan fase gaseosa, esto quiere decir que los poros de la roca del yacimiento se encuentran impregnados sólo con dos fluidos que son el aceite y el agua congénita. En estos yacimientos los mecanismos de empuje que desplazan los hidrocarburos a los pozos son la expansión del aceite, el agua congénita y la expansión de la formación.

Los yacimientos de aceite bajosaturado se pueden clasificar para su estudio en yacimientos volumétricos y no volumétricos, esta clasificación depende de la disponibilidad de información.

**YACIMIENTOS VOLUMÉTRICOS:** Se le llama yacimiento volumétrico cuando no se considera la expansión de la roca ni la del agua congénita. La ecuación de balance de materia para un yacimiento volumétrico bajosaturado es la ecuación expresada en la forma:

$$N_p B_o = N(B_o - B_{oi}) \quad (4-60)$$

La recuperación de aceite se estableció con la ecuación (4-59). Para obtener la ecuación de recuperación de aceite para un yacimiento volumétrico bajosaturado, se deduce despejando de la ecuación (4-60).

$$\frac{N_p}{N} = \frac{B_o - B_{oi}}{B_o} \quad (4-61)$$

La ecuación (4-61), también se puede representar de la siguiente forma:

$$R_{ec} = \frac{B_o - B_{oi}}{B_o} = 1 - \frac{B_{oi}}{B_o} \quad (4-62)$$

En este tipo de yacimientos como ya se ha mencionado, únicamente existe aceite y agua en los poros de la formación. Para encontrar el volumen de aceite y agua en el medio poroso, se requiere de la relación que está expresada con la ecuación (1-5) del capítulo uno.

De la ecuación (1-5), se despeja al volumen de fluidos quedando la ecuación siguiente:

$$V_f = V_p S_f \quad (4-63)$$

Se recomienda que para obtener la saturación de aceite se tiene la ecuación (1-6) del capítulo uno. Si se retoma la ecuación (4-63) y se sustituye para el aceite inicial, queda una ecuación como se muestra a continuación:

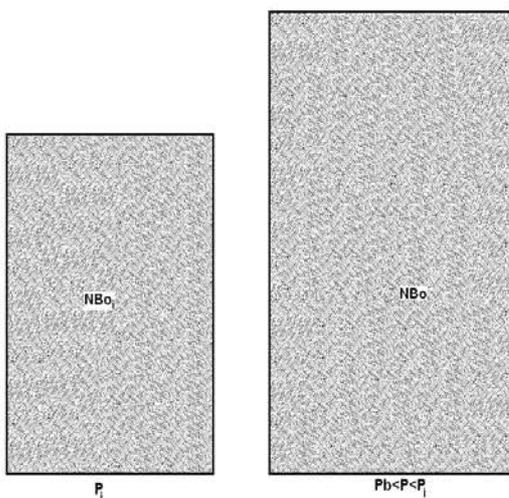
$$V_{oi} = V_{pi} (1 - S_{wi}) \quad (4-64)$$

Dado que para un yacimiento volumétrico no se considera la expansión del agua ni de la formación, es decir, solo se toma en cuenta la expansión de aceite y su gas disuelto. Se recordará que la expansión del aceite se puede definir como:

$$E_o = V_{oi} \overline{C_o} \Delta p \quad (4-65)$$

El resultado obtenido indicará el cambio de volumen  $V_{oi}$  al sufrir el cambio de presión definido en  $\Delta p$ .

Una manera gráfica para explicar el cambio de volumen del aceite ante el cambio de presión es:



Esta figura muestra que el volumen de aceite inicial (N) se encuentra a las condiciones de presión inicial al ser afectado por el factor de volumen del aceite inicial ( $NB_{oi}$ ), y ese mismo volumen ahora a las condiciones de presión P ( $NB_o$ ).

La diferencia en el volumen de aceite al estar sujeto a diferentes presiones ( $NB_o - NB_{oi}$ ) es lo que se define como expansión del aceite ( $E_o$ ).

Expansión = producción o fluidos desplazados.

---

Sustituyendo:

$$N(B_o - B_{oi}) = N_p B_o \quad (4-66)$$

Si no hay producción de agua, esto quiere decir que el único fluido desplazado es el aceite; que es equivalente a:

$$V_{oi} \overline{C_o} \Delta p = N_p B_o \quad (4-67)$$

$$N \overline{C_o} (P_i - P_b) = N_p B_o \quad (4-68)$$

La expresión que mejores resultados aporta es:

$$N(B_o - B_{oi}) = N_p B_o \quad (4-69)$$

Dado que los factores de volumen son una manera de representar las compresibilidades y no se utiliza la compresibilidad promedio del intervalo de presión. Esto es más relevante para cuando se desea calcular la expansión del aceite para intervalos de presión intermedios entre la  $P_i$  y la  $P_b$ .

**YACIMIENTOS NO VOLUMÉTRICOS:** Cuando se considera el valor de la expansión del aceite junto con los valores de la expansión de la roca y del agua congénita, y estos valores se introducen en la ecuación de balance de materia, es cuando se le considera al yacimiento no volumétrico. La ecuación de balance de materia para un yacimiento no volumétrico bajosaturado, sin entrada de agua y sin producción de agua, queda representada con la expresión:

$$N B_{oi} C_e \Delta' p = N_p B_o \quad (4-70)$$

para lo cual:

$C_e$ , representa el valor de *Compresibilidad efectiva*, el valor de este término es cuantificado con bastante aproximación cuando se conocen con precisión los valores de porosidad y saturación del agua del yacimiento, lo que equivale a contar con la estimación volumétrica del contenido original de hidrocarburos, la siguiente ecuación expresa matemáticamente la *Compresibilidad efectiva*, que en esta ecuación sólo es válida para yacimientos de aceite bajosaturado.

$$C_e = \frac{S_o C_o + S_w C_w + C_f}{S_o} \quad (4-71)$$

Para obtener la recuperación de aceite para un yacimiento no volumétrico, donde no hay entrada ni producción de agua, se tiene que:

$$R_{ec} = \frac{N_p}{N} = \frac{B_{oi}C_e\Delta'p}{B_o} \quad (4-72)$$

Por lo que la ecuación de la recuperación de aceite, finalmente queda representada como:

$$R_{ec} = \frac{BC_e\Delta'p}{B_o} \quad (4-73)$$

Como se ha visto cuáles son las ecuaciones de balance de materia para yacimientos bajosaturados volumétricos y no volumétricos sin entrada de agua ni producción de agua, así como las recuperaciones para cada uno; por lo que ahora representaremos la ecuación de balance de materia para un yacimiento bajosaturado no volumétrico con entrada de agua y producción de agua; así mismo a partir de esta ecuación deduciremos la recuperación de aceite para dicho yacimiento.

La ecuación de balance de materia para un yacimiento de aceite bajosaturado no volumétrico considerando que hay entrada de agua y que se tiene producción de agua, se representa con la ecuación:

$$NB_{oi}C_e\Delta'p + W_e = N_pB_o + W_pB_w \quad (4-74)$$

donde:

$NB_{oi}C_e\Delta'p$  = Expansión del aceite, agua y roca; [ @ C. Y. ]

$W_e$  = Entrada de agua.

$N_pB_o + W_pB_w$  = Volumen de fluidos producidos; [ @ C. Y. ]

Para obtener la recuperación de aceite para un yacimiento bajosaturado no volumétrico en el que existe entrada de agua y se tiene producción de agua; la ecuación se deduce a partir de la ecuación (4-74), teniendo la siguiente forma:

$$N_pB_o = NB_{oi}C_e\Delta'p + (W_e - W_pB_w) \quad (4-75)$$

Dividiendo a la ecuación (4-75) entre  $N B_o$ , se tiene que:

$$\frac{N_p}{N} = \frac{B_{oi}C_e\Delta'p + (W_e - W_pB_w)}{B_o} \quad (4-76)$$

Por lo que queda formada la ecuación que representa a la recuperación de aceite para un yacimiento bajosaturado no volumétrico con entrada y producción de agua.

$$R_{ec} = \frac{B_{oi}C_e\Delta' p + (W_e - W_p B_w)}{B_o} \quad (4-77)$$

### ACEITE SATURADO

Es el yacimiento donde su presión es menor que la presión de burbujeo del aceite y debido a ello presenta gas libre como un fluido saturante, además del aceite y del agua congénita que también se encuentran saturando al yacimiento. Por lo que en estos yacimientos se da la posibilidad de que al iniciar la producción exista en ellos gas libre, el cual forma un casquete en la parte superior del yacimiento. Si el casquete de gas es lo suficientemente grande, la expansión del gas empujará al aceite hacia la parte inferior de manera horizontal, por lo que la presión del yacimiento declinará menos rápido que en un yacimiento bajosaturado.

Como caso particular de los yacimientos saturados, son aquellos yacimientos que originalmente fueron bajosaturados. Esto quiere decir que el yacimiento al inicio de su etapa como saturado, la presión del yacimiento será igual a la presión de saturación y la ausencia de gas libre al inicio.

Otro fluido que permite la recuperación del hidrocarburo es la entrada de agua y en este caso si tenemos un acuífero de dimensiones grandes y se encuentra asociado al yacimiento, entonces se presentará una entrada de agua que empujará a los hidrocarburos hacia la parte superior del yacimiento. Este fenómeno de desplazamiento de los hidrocarburos por agua, se presenta en el momento que el agua va invadiendo los poros gradualmente ocasionando así la expulsión de gran parte del aceite que se encuentra contenido en el espacio poroso de la formación. Por otra parte, si la entrada de agua es muy grande, esto puede ocasionar que la presión del yacimiento disminuya poco, pudiendo llegar a mantenerse en la etapa de saturación prácticamente constante la presión del yacimiento.

Como se conoce que la compresibilidad del gas es muchísimo mayor en comparación a la compresibilidad del aceite, la del agua o la de la formación, debido a esto la compresibilidad del sistema se incrementa bastante. Debido a este efecto, normalmente se desprecian los efectos de la expansión de la roca y del agua congénita por presentar valores comparativamente muy pequeños.

Como la producción se inicia exactamente a la presión de burbujeo ( $P_b$ ), Se notará en la superficie que la relación gas-aceite instantánea ( $R$ ) es menor que la relación gasdisuelto-aceite ( $R_s$ ) correspondientes a esas condiciones; esto es debido a que cuando comienza a liberarse el gas, o sea que se empiezan a formar las primeras burbujas del gas, éstas no podrán fluir sino hasta que lleguen a formar demasiadas burbujas que permitan llegar al gas hasta una saturación mayor que la saturación crítica. Cuando se rebasa la saturación crítica, es entonces que la relación gas-aceite instantánea se incrementa hasta alcanzar un valor máximo, como el gas libre del yacimiento estará fluyendo a los pozos junto con el aceite, entonces se dará un punto donde la relación gas-aceite tenderá a disminuir.

Antes de establecer la ecuación de balance de materia para los yacimientos saturados, se indicaran los términos que son empleados en dicha ecuación.

El volumen de aceite original, @ C. Y., es:

$$NB_{oi} = NB_{ti} \quad (4-78)$$

El gas disuelto en el aceite original, @ C. S., está dado por:

---


$$NR_{si} \quad (4-79)$$

La ecuación del gas libre inicial, @ C. Y., se representa como:

$$GB_{gi} = mNB_{oi} = mNB_{ti} \quad (4-80)$$

La producción acumulativa de gas, @ C. S., la conforma la siguiente expresión:

$$G_p = N_p R_p \quad (4-81)$$

La entrada de agua neta al yacimiento, @ C. Y., es:

$$W_e = W_p B_w \quad (4-82)$$

El aceite remanente en el yacimiento, @ C. Y., se expresa con:

$$(N - N_p) B_o \quad (4-83)$$

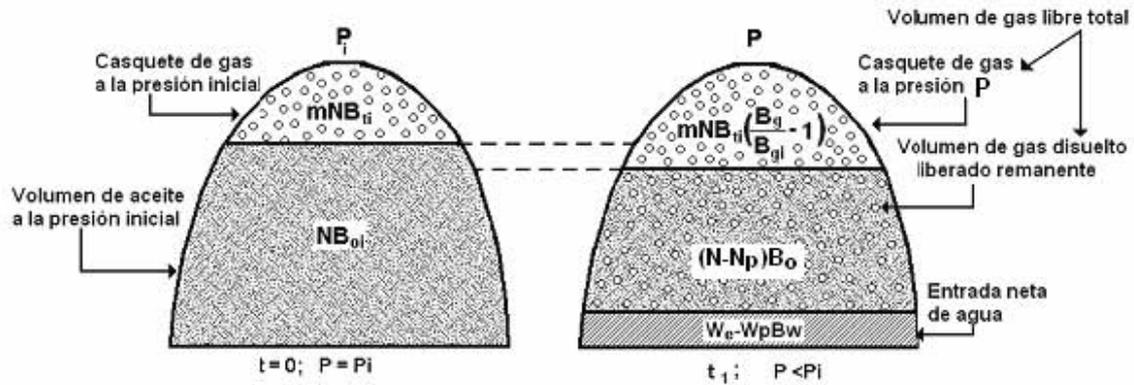
Para el gas disuelto en el aceite residual, @ C. S., se tiene la expresión matemática:

$$(N - N_p) R_s \quad (4-84)$$

El factor de volumen de las dos fases se representa con:

$$B_t = B_o + B_g (R_{si} - R_s) \quad (4-85)$$

Los volúmenes de fluidos que se encuentran en este tipo de yacimientos se pueden observar en la figura 69.



**Figura 69.** Representación esquemática del cambio en la distribución de fluidos a consecuencia de la explotación

La figura 69 nos permite desarrollar la siguiente igualdad:

$$mNB_{oi} + NB_{oi} = (N - N_p)B_o + W_e - W_p B_w + \text{Gas libre residual total @C.Y.} \quad (4-86)$$

La ecuación de balance de materia para yacimientos de aceite saturado, contiene la ecuación:

$$N_p [B_o + B_g (R_p - R_s)] \quad (4-87)$$

desarrollando la ecuación (4-87), se obtiene la ecuación:

$$N_p B_o + N_p R_p B_g - N_p R_s B_g \quad (4-88)$$

para lo cual:

$N_p B_o$  = Producción acumulada de aceite @ C. Y.

$N_p R_p B_g$  = Producción acumulada de gas libre más gas disuelto @ C. Y.

$N_p R_s B_g$  = Producción acumulada de gas disuelto @ C. Y.

Ahora, se prosigue a realizar los pasos que permitirán deducir la ecuación de balance de materia para yacimientos de aceite saturado con casquete de gas inicial y entrada de agua.

De la figura 69 se igualan los volúmenes de ambos yacimientos, por lo que se tendrá la ecuación:

$$mNB_{oi} + NB_{oi} = W_e - W_p B_w + (N - N_p)B_o + VGLT \quad (4-89)$$

De donde se despeja VGLT y se tiene:

$$VGLT = mNB_{oi} + NB_{oi} - (W_e - W_p B_w) - (N - N_p)B_o \quad (4-90)$$

Por otro lado, el balance de gas que se realizó con las ecuaciones (4-16), (4-17), (4-18), (4-19) y (4-20), es un balance que se ordena en términos de la ecuación de balance de materia por lo que resulta la ecuación:

$$mN \frac{B_{oi}}{B_{gi}} + NR_{si} = \frac{mNB_{oi} + NB_{oi} - (N - N_p)B_o - (W_e - W_p B_w)}{B_g} + N_p R_p + (N - N_p)R_s \quad (4-91)$$

Multiplicando la ecuación (4-91) por  $B_g$ :

$$\left( mN \frac{B_{oi}}{B_{gi}} \right) B_g + (NR_{si}) B_g = \left( \frac{mNB_{oi} + NB_{oi} - (W_e - W_p B_w) - (N - N_p)B_o}{B_g} \right) B_g + [(N - N_p)R_s] B_g + [N_p R_p] B_g \quad (4-92)$$

Por lo que la ecuación (4-92) resulta:

$$mNB_{oi} \frac{B_g}{B_{gi}} + NR_{si} B_g = mNB_{oi} + NB_{oi} - W_e + W_p B_w + N_p B_o - NB_o + NR_s B_g - N_p R_s B_g + N_p R_p B_g \quad (4-93)$$

Agrupando los términos con N y  $N_p$  se obtiene:

$$mNB_{oi} \frac{B_g}{B_{gi}} + NR_{si} B_g - mNB_{oi} - NB_{oi} + NB_o - NR_s B_g = N_p B_o - N_p R_s B_g + N_p R_p B_g - W_e + W_p B_w \quad (4-94)$$

Factorizando la ecuación (4-94), queda:

$$N \left[ mB_{oi} \frac{B_g}{B_{gi}} + R_{si} B_g - mB_{oi} - B_{oi} + B_o - R_s B_g \right] = N_p [B_o + B_g (R_p - R_s)] - W_e + W_p B_w \quad (4-95)$$

Ordenando los términos de la ecuación (4-95), queda la siguiente expresión:

$$N \left[ B_o + B_g(R_{si} - R_s) - B_{oi} + mB_{oi} \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \right] = N_p [B_o + B_g(R_p - R_s)] - W_e + W_p B_w \quad (4-96)$$

Como  $B_t = B_o + B_g(R_{si} - R_s)$  y  $B_{oi} = B_{ti}$ , sustituyendo estos valores en la expresión (4-96) se obtiene:

$$N \left[ B_t - B_{ti} + mNB_{oi} \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \right] = N_p [B_o + B_g(R_p - R_s)] - W_e + W_p B_w \quad (4-97)$$

Por lo que la ecuación (4-97) queda de la forma:

$$N \left[ B_t - B_{ti} + mNB_{oi} \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \right] + W_e = N_p [B_o + B_g(R_p - R_s)] + W_p B_w \quad (4-98)$$

Lo que muestra que la ecuación (4-98) es:

$N_p[B_o + B_g(R_p - R_s)] + W_p B_w$  = Producción de aceite con gas disuelto, gas libre y agua, es debido a la:

$N[B_t - B_{ti} + mNB_{oi}(B_g/B_{gi} - 1)] + W_e$  = Expansión del aceite original, más la expansión del casquete de gas, más el agua que entra al yacimiento proveniente del acuífero.

Por lo tanto, la ecuación de balance de materia para yacimientos de aceite saturado es:

$$N(B_t - B_{ti}) + mNB_{ti} \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + W_e - W_p B_w = N_p [B_o + B_g(R_p - R_s)] \quad (4-99)$$

Los términos de la ecuación (4-99) representan a las condiciones del yacimiento:

$N(B_t - B_{ti})$  = Expansión de los hidrocarburos (aceite, gas disuelto y gas libre) en la zona de aceite.

$NmB_{ti}(B_g/B_{gi} - 1)$  = Expansión del gas del casquete original.

$N_p[B_o + B_g(R_p - R_s)]$  = Producción de hidrocarburos (aceite y gas).

$W_e - W_p B_w$  = Entrada neta de agua.

Es importante señalar que en la ecuación de balance de materia para yacimientos de aceite saturado, se tiene la ecuación (4-87), así como la ecuación siguiente:

$$N_p [B_t + B_g (R_p - R_{si})] \quad (4-100)$$

A continuación se demostrará que la ecuación (4-87) es equivalente a la ecuación (4-100), así que tomando la ecuación (4-100), y desarrollándola se llegará a la ecuación (4-87).

Para definir a  $B_t$ :

$$B_t = B_o + B_g (R_{si} - R_s) \quad (4-101)$$

Sustituyendo la ecuación (4-101) en la ecuación (4-100), resulta que:

$$N_p [B_o + B_g (R_{si} - R_s) + B_g (R_p - R_{si})] \quad (4-102)$$

Desarrollando la ecuación (4-102), se obtiene la ecuación de la forma:

$$N_p [B_o + B_g R_{si} - B_g R_s + B_g R_p - B_g R_{si}] \quad (4-103)$$

Reduciendo términos de la ecuación (4-103), queda la ecuación:

$$N_p [B_o - B_g R_s + B_g R_p] \quad (4-104)$$

Factorizando:

$$N_p [B_o + B_g (R_p - R_s)]$$

La expresión anterior es la ecuación (4-87), por lo que ha quedado demostrado que la ecuación es equivalente matemáticamente a la ecuación (4-100).

**DESARROLLO DE LA ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIA PARA YACIMIENTO SATURADO CON CASQUETE DE GAS, ENTRADA DE AGUA Y EXPANSIÓN DE LA FORMACIÓN Y DEL AGUA CONGENITA:** Cuando interviene la expansión de la roca y del agua congénita, estos actúan como mecanismos de desplazamiento, los cuales empujan los fluidos del yacimiento hacia los pozos.

Por lo que en la expansión de la roca (se considera el volumen de poros en la zona de gas y en la zona de aceite), las ecuaciones que permiten calcular la expansión de la formación es:

$$E_f = V_p C_f \Delta' p \quad (4-105)$$

Para esta ecuación se tiene que:

$E_f$  = Expansión de la formación.

Como el volumen de poros debe estar tomado de la zona de aceite y de la zona de gas; se determinará como sigue:

$$V_p = V_{p_{zg}} + V_{p_{zo}} \quad (4-106)$$

Para lo cual:

$V_{p_{zg}}$  = Volumen de poros en la zona de gas.

$V_{p_{zo}}$  = Volumen de poros en la zona de aceite.

Recordando las ecuaciones (1-6) y (1-7) del capítulo uno; de donde se despejará de ambas ecuaciones el volumen de poros, obteniendo las condiciones iniciales y el resultado será sustituido en la ecuación (4-106); por lo que será:

$$V_p = \frac{V_{gi}}{S_{gi}} + \frac{V_{oi}}{S_{oi}} \quad (4-107)$$

La figura 69 muestra un yacimiento a presión inicial; ahí se representan los volúmenes iniciales del gas y del aceite que el yacimiento contiene, ambos volúmenes serán sustituidos en la ecuación (4-107) como corresponda. La ecuación (1-9) del capítulo uno será utilizada en la parte de saturaciones de la ecuación (4-107), tomando en cuenta que en cada caso sólo se manejan dos fluidos, que son el gas y agua inicial, en el otro es el aceite y el agua inicial por lo que la expresión (4-107) quedará:

$$V_p = \frac{mNB_{ti}}{1 - S_{wi_{zg}}} + \frac{NB_{ti}}{1 - S_{wi_{zo}}} \quad (4-108)$$

Sustituyendo (4-108) en la ecuación (4-105), dará la ecuación de la forma:

$$E_f = \left[ \frac{mNB_{ti}}{1 - S_{wi_{zg}}} + \frac{NB_{ti}}{1 - S_{wi_{zo}}} \right] C_f \Delta' p \quad (4-109)$$

Para obtener la expansión del agua congénita, puesto que se considera, que la saturación de agua es diferente en la zona de aceite y en la zona de gas, por lo que:

$$E_w = [S_{wi_{zg}} V_{p_{zg}} + S_{wi_{zo}} V_{p_{zo}}] C_w \Delta' p \quad (4-110)$$

Sustituyendo la expresión (4-108) en (4-110), se tiene:

$$E_w = \left[ S_{wi_{zg}} \frac{mNB_{ti}}{1 - S_{wi_{zg}}} + S_{wi_{zo}} \frac{NB_{ti}}{1 - S_{wi_{zo}}} \right] C_w \Delta' p \quad (4-111)$$

Por lo tanto, si se adiciona la expansión de la roca y del agua congénita a la ecuación (4-96) que representa la ecuación de balance de materia para yacimiento de aceite saturado con casquete de gas y entrada de agua, se tendrá la siguiente expresión:

$$N(B_t - B_{ti}) + mNB_{ti} \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + W_e - W_p B_w + E_f + E_w = N_p [B_o + B_g (R_p - R_s)] \quad (4-112)$$

Sustituyendo (4-109) y (4-111) en la ecuación (4-112) queda la siguiente ecuación:

$$N(B_t - B_{ti}) + mNB_{ti} \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + W_e - W_p B_w + \left[ \frac{mNB_{ti}}{1 - S_{wi_{zg}}} + \frac{NB_{ti}}{1 - S_{wi_{zo}}} \right] C_f \Delta' p$$

$$\left[ S_{wi_{zg}} \frac{mNB_{ti}}{1 - S_{wi_{zg}}} + S_{wi_{zo}} \frac{NB_{ti}}{1 - S_{wi_{zo}}} \right] C_w \Delta' p = N_p [B_o + B_g (R_p - R_s)] \quad (4-113)$$

Finalmente, la ecuación (4-113), representa la ecuación de balance de materia para yacimientos de aceite saturado con casquete de gas, entrada de agua, expansión de la formación y expansión del agua congénita.

## GAS

En este tipo de yacimientos, los fluidos que se encuentran saturando los poros de la formación serán gas y agua congénita.

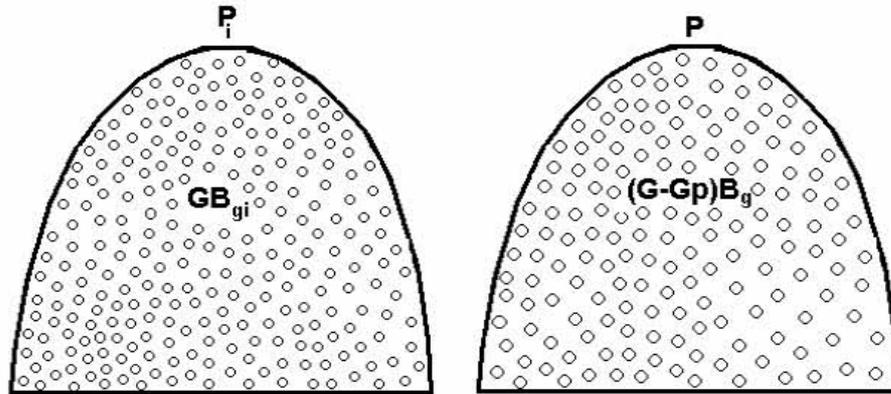
Aunque en este caso se manejará la fase gaseosa en la parte de hidrocarburos; caso contrario en un yacimiento de aceite bajosaturado, pues ahí se maneja la fase líquida en la parte de los hidrocarburos.

Es importante aclarar que, el tipo de gas del que se está tratando en este tema es el de un gas seco; por lo que la palabra seco, indica que el gas no contiene suficientes moléculas de los compuestos pesados como para formar hidrocarburos líquidos a las condiciones superficiales.

Por lo que si a las condiciones de superficie, no se obtienen hidrocarburos líquidos mucho menos se tendrá a las condiciones de yacimiento. En ningún momento el gas entra a la región de dos fases, esto quiere decir que el gas siempre se mantendrá en la región de la fase gaseosa de acuerdo al diagrama de fases.

Teóricamente, los yacimientos de gas seco no producen líquido en la superficie; sin embargo, la diferencia entre un gas seco y un gas húmedo es arbitraria. Si se recuerda que en el capítulo uno se vio

los tipos de yacimiento de acuerdo al fluido almacenado, y se expusieron las características tanto para un yacimiento de gas húmedo como para un yacimiento de gas seco, así como también se expusieron los tipos de yacimientos de acuerdo con el diagrama de fases.



**Figura 70.** El yacimiento de gas de la izquierda se encuentra a las condiciones iniciales, el yacimiento de la derecha representa el mismo yacimiento de gas después de iniciada la explotación

Desarrollando la ecuación de balance de materia para yacimientos de gas, y de acuerdo con la figura 70 se tiene la siguiente ecuación:

$$GB_{gi} = (G - G_p)B_g \quad (4-114)$$

Desarrollando la ecuación (4-114), se tiene:

$$GB_{gi} = GB_g - G_p B_g \quad (4-115)$$

Agrupando la ecuación (4-115) en valores de G y Gp, se obtiene:

$$GB_{gi} - GB_g = -G_p B_g \quad (4-116)$$

Multiplicando por menos uno ambos miembros de la ecuación (4-116), queda:

$$GB_g - GB_{gi} = G_p B_g \quad (4-117)$$

Factorizando la ecuación (4-117), se obtiene:

$$G(B_g - B_{gi}) = G_p B_g \quad (4-118)$$

La ecuación (4-118) representa la ecuación de balance de materia para yacimientos de gas.

Si en el yacimiento de gas se toma en cuenta la expansión de la formación y la del agua congénita, entonces la ecuación de la expansión del agua congénita está dada por las ecuaciones (4-52) y (4-53), mientras que el volumen de poros para este caso es:

$$V_{pi} = \frac{GB_{gi}}{1 - S_{wi}} \quad (4-119)$$

Si se adicionan las ecuaciones (4-52) y (4-53) en la ecuación (4-118) se obtendrá la ecuación:

$$G(B_g - B_{gi}) + V_{pi} S_{wi} C_w \Delta' p + V_{pi} C_f \Delta' p = G_p B_g \quad (4-120)$$

Agrupando términos semejantes queda que:

$$G(B_g - B_{gi}) + V_{pi} \Delta' p (S_{wi} C_w + C_f) = G_p B_g \quad (4-121)$$

Sustituyendo la ecuación (4-119) en la ecuación (4-121), se obtiene:

$$G \left[ (B_g - B_{gi}) + \frac{B_{gi}}{1 - S_w} \Delta' p (S_{wi} C_w + C_f) \right] = G_p B_g \quad (4-122)$$

Si el yacimiento de gas tiene entrada de agua, entonces:

$$G \left[ (B_g - B_{gi}) + \frac{B_{gi}}{1 - S_w} \Delta' p (S_{wi} C_w + C_f) \right] + (W_e - W_p B_w) = G_p B_g \quad (4-123)$$

La ecuación (4-123) representa la ecuación de balance de materia para yacimientos de gas con expansión de la roca y expansión del agua congénita.

### GAS Y CONDENSADO

Históricamente, el realizar la predicción del comportamiento de yacimientos de gas y condensado, ha sido muy difícil debido a los cambios de fases que frecuentemente ocurren en estos yacimientos, tal es el fenómeno que se manifiesta en este tipo de yacimientos, llamado *condensación retrógrada*. Dependiendo de las características del yacimiento, se recomienda el uso de *simuladores composicionales* cuando el yacimiento es grande y se tiene buena información sobre las propiedades de la roca y de los fluidos, o de *modelos analíticos* sencillos cuando el yacimiento es pequeño y no se dispone de la información necesaria para hacer un estudio de simulación composicional.

---

### **CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO**

Para efectos de predicción, los yacimientos de gas y condensado se pueden clasificar de acuerdo con su comportamiento físico en:

*YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO CON CONDENSACIÓN RETRÓGRADA EN EL YACIMIENTO:* Estos yacimientos se caracterizan por la formación de condensado retrógrado en el yacimiento al caer la presión por debajo de la presión de rocío retrógrada. Debido a que los primeros componentes que se condensan son los menos volátiles (más pesados), el rendimiento de líquido de la mezcla de hidrocarburos producida disminuye a medida que la presión del yacimiento cae por debajo de la presión de rocío.

*YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO SIN CONDENSACIÓN RETRÓGRADA EN EL YACIMIENTO:* La presión de estos yacimientos se mantiene igual o superior a la presión de rocío retrógrada, no ocurre condensación retrógrada en el yacimiento. La composición de la mezcla de hidrocarburos producida no varía y el rendimiento del líquido en superficie permanece aproximadamente constante. Este comportamiento es similar al de los *yacimientos de gas húmedo*.

La presión de un yacimiento de gas y condensado se mantiene por encima de la presión de rocío cuando está asociado a un acuífero activo o está sometido a un proceso de mantenimiento de presión.

## EVALUACIÓN DE LA ENTRADA DE AGUA EN LOS YACIMIENTOS

Todos los yacimientos cuentan con una cierta cantidad de agua saturando los poros de éste. En un yacimiento natural de hidrocarburos, antes de comenzar la explotación, se encuentran dos fases como mínimo, las que son aceite o gas y agua. Con frecuencia, pero no siempre, puede haber una tercera fase, que es la fase gaseosa, que forma el casquete de gas. Estas tres fases se ubican en el yacimiento de acuerdo con sus densidades: la zona de acuífero se encuentra en la parte inferior del yacimiento, la parte del aceite la encontramos en la parte media, y la zona de gas se encuentra en la parte superior del yacimiento como lo muestra la figura 71.

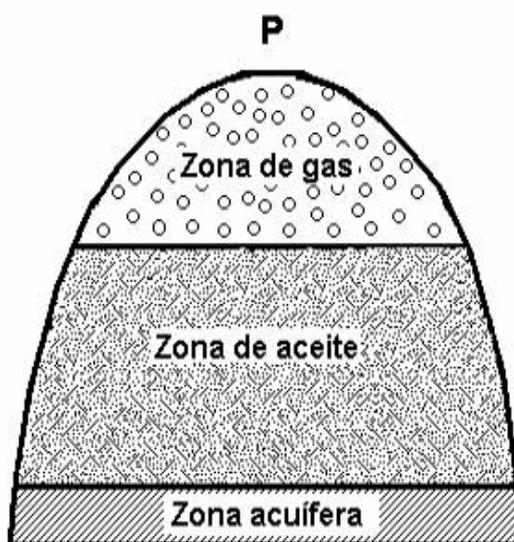


Figura 71. Distribución de los fluidos en un yacimiento

El agua de formación se encuentra tanto en la zona acuífera como en la zona de hidrocarburos. La zona acuífera suele clasificarse como acuífero inactivo cuando dicho acuífero no contribuye a los procesos de producción, y como acuífero activo cuando es capaz de producir un barrido lento y gradual del hidrocarburo hacia los pozos productores.

Además como ya mencionamos, el agua se encuentra en la zona de aceite y en el casquete de gas. El agua allí se denomina connata, intersticial o irreductible. Esta saturación de agua irreductible en la zona

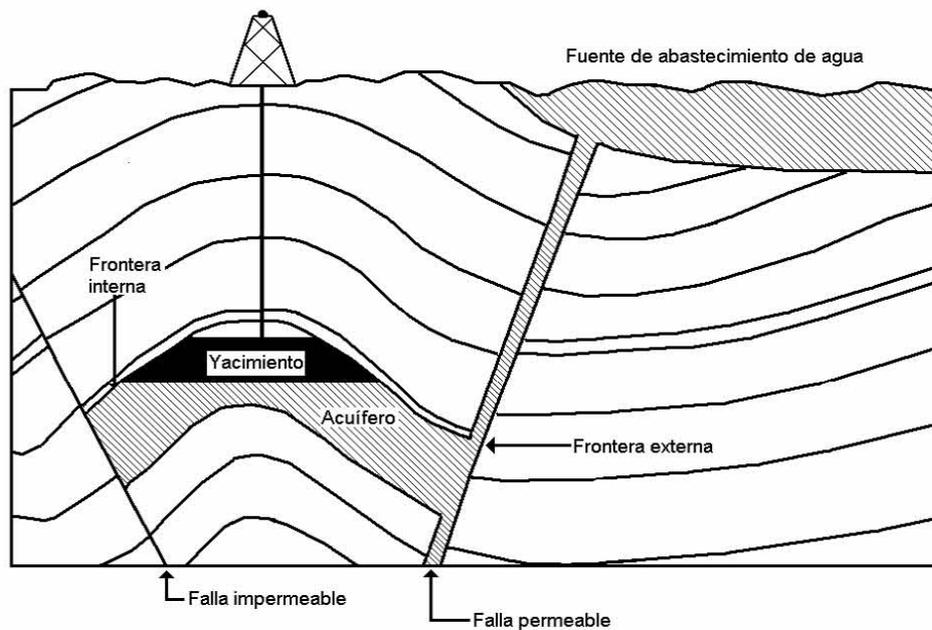
de hidrocarburos ocupa generalmente entre 10% y un 30% del volumen de poros. Dicha saturación de agua no disminuye durante la explotación, de ahí su nombre irreductible.

## V.I CLASIFICACIÓN DE LOS ACUÍFEROS

El principal beneficio que un acuífero ofrece para la explotación del yacimiento es mantenerlo represionado, evitándole mayores caídas de presión. Es por esto que atendiendo a la capacidad de evitar las caídas de presión en el yacimiento, se hace la siguiente clasificación de los acuíferos:

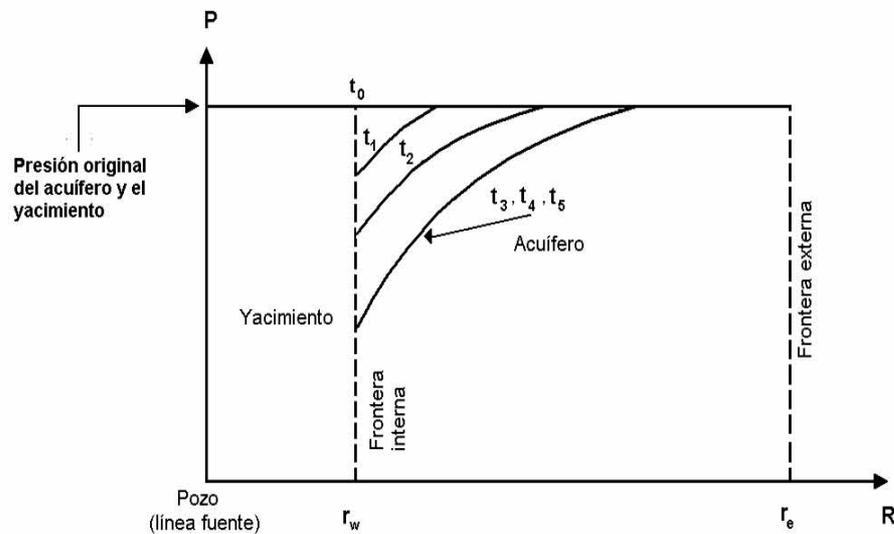
1. Acuífero limitado con fuente de abastecimiento externo.
2. Acuífero infinito.
3. Acuífero limitado.

**ACUÍFERO LIMITADO CON FUENTE DE ABASTECIMIENTO EXTERNO:** Los acuíferos limitados con fuente de abastecimiento en la frontera externa, como su nombre lo indica, son acuíferos que tienen abastecimiento de agua en su frontera opuesta a la frontera acuífero-yacimiento como se puede observar en la figura 72.



**Figura 72.** Representación esquemática de un acuífero asociado, con fuente de abastecimiento en la frontera externa

Para este tipo de acuífero, después de un determinado tiempo de explotación, la distribución de la presión no cambia, debido a que la fuente de abastecimiento actúa cuando la presión en la frontera externa del acuífero se abate lo suficiente como se observa en la figura 73.



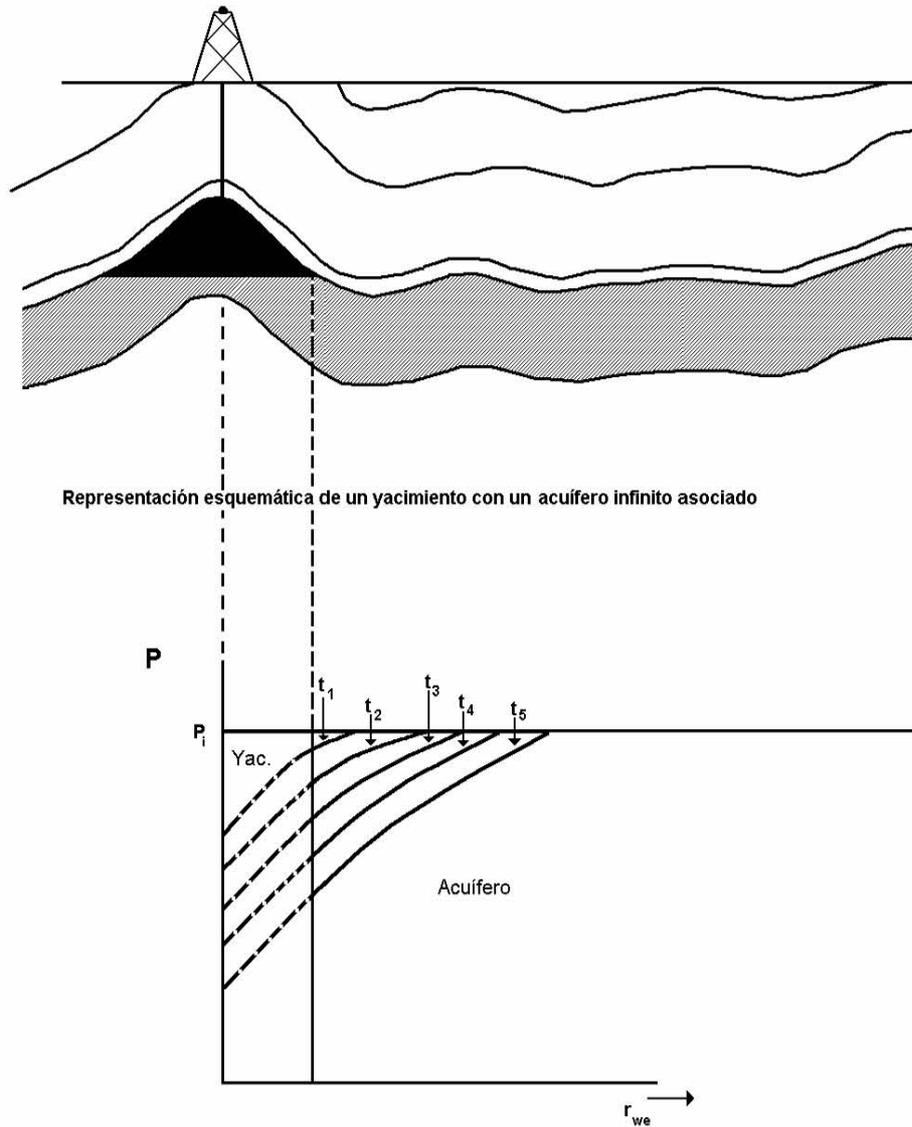
**Figura 73.** Distribución de presiones en el acuífero limitado, con fuente de abastecimiento externo

Se observa en la figura 73, que a partir del tiempo  $t_3$ , la presión se hace constante con el tiempo; es decir, se alcanza flujo en régimen permanente.

Es importante señalar que, la frontera externa para este tipo de acuíferos, que se han representado tanto en la figura 72 como en la figura 73, es imaginaria, pues en realidad al existir flujo desde la fuente de abastecimiento, significa que no existe una referencia tangible que marque un punto donde termina el acuífero.

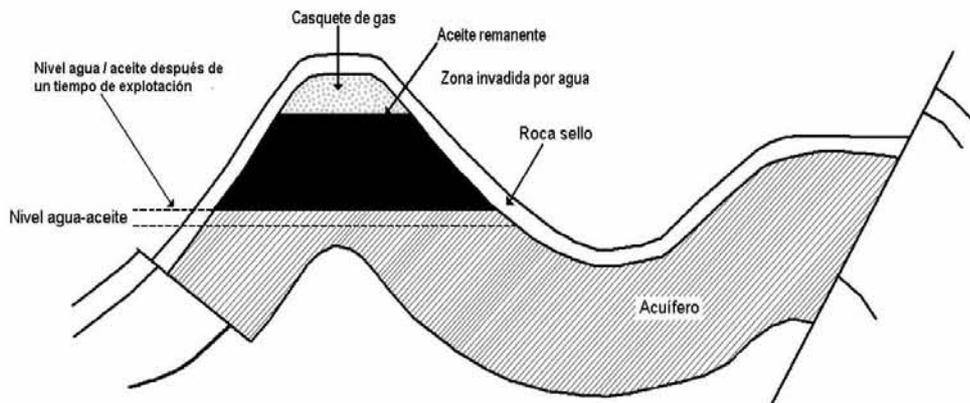
Este tipo de acuífero puede darse por diversas condiciones geológicas, afloramientos de la roca porosa almacenadora, por afloramiento de una roca conductora, fallas permeables, etc.

**ACUÍFERO INFINITO:** Se considera un acuífero infinito cuando el abatimiento de presión transmitido del yacimiento al acuífero, no alcanza la frontera externa de éste durante la explotación del yacimiento. Esto significa que a lo largo de la extensión del yacimiento, la presión de este ascenderá desde la  $P_{wf}$  de un pozo imaginario en el centro del yacimiento hasta la presión máxima en la frontera acuífero-yacimiento que es menor que la presión original ( $P_1$ ), manifestándose una baja presión en las zonas del acuífero próximas al yacimiento. Pero debido al tamaño tan grande o a la poca transmisibilidad del acuífero, la disminución de la presión no alcanzará a manifestarse hasta las zonas más retiradas de éste, incluso para tiempos avanzados de explotación.

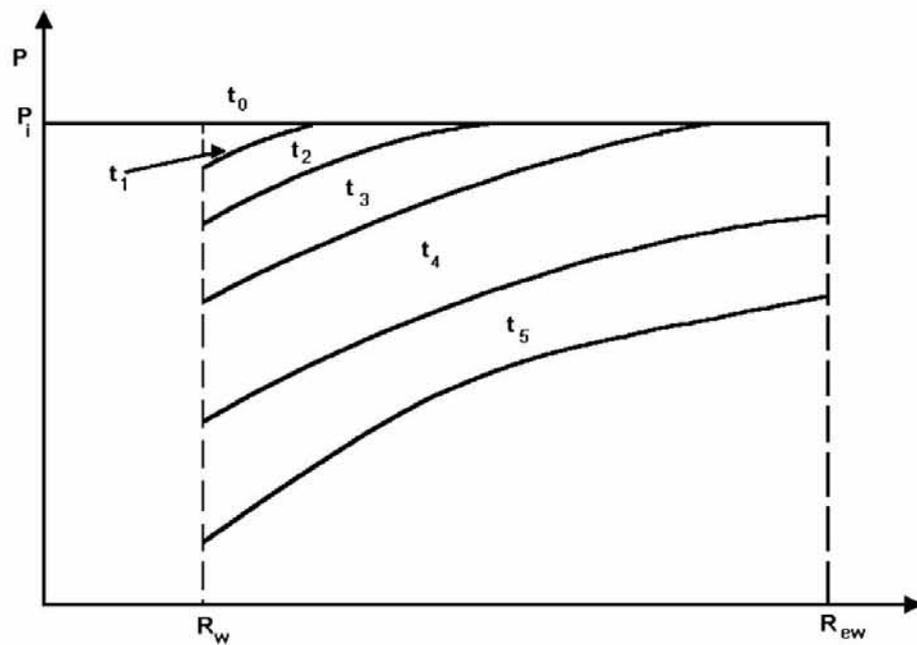


**Figura 74.** Distribución de presiones a diferentes tiempos en acuífero infinito

**ACUÍFERO LIMITADO:** Es aquel que después de un determinado tiempo de explotación del yacimiento, el abatimiento de presión alcanza la frontera externa del acuífero. La representación de este tipo de acuífero se muestra en la figura 75.



**Figura 75.** Representación esquemática de un yacimiento con un acuífero asociado limitado



**Figura 76** Distribución de presiones en un acuífero finito o limitado

De la figura 76 se aprecia que en un acuífero limitado, la presión en la frontera externa ( $R_{ew}$ ) disminuye a partir de un determinado tiempo ( $t_3$ ).

## V.II DETERMINACIÓN DE LA ENTRADA ACUMULATIVA DE AGUA EN EL YACIMIENTO

Para que se pueda predecir el comportamiento de la entrada de agua del acuífero al yacimiento, existen diversas ecuaciones, por lo que es necesario contar con datos de diferentes tiempos de explotación (t), con sus respectivas presiones (P). El tiempo y la presión son datos históricos del yacimiento. Las ecuaciones que usualmente son empleadas para predecir el ritmo de invasión del agua del acuífero al yacimiento son:

Para yacimientos bajosaturados, se tiene la ecuación:

$$W_e = N_p B_o + W_p B_w - N B_{oi} C_e \Delta p \quad (5-1)$$

Para yacimientos saturados la ecuación es:

$$W_e = N_p \left[ B_o + B_g (R_p - R_s) \right] + W_p B_w - N (B_t - B_{ti}) - N m B_{ti} \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \quad (5-2)$$

El volumen de agua así calculado, se relaciona con la historia de presión del yacimiento para obtener, a intervalos de tiempos fijos, los valores correspondientes de  $W_e$  y p.

Otra forma de ver esta ecuación es encontrar el empuje adicional para alcanzar los volúmenes de hidrocarburos producidos.

## V.III EVALUACIÓN DEL EMPUJE HIDRÁULICO.

Para predecir el comportamiento de un yacimiento con empuje hidráulico natural, es necesario establecer la ecuación que representa la entrada de agua al yacimiento. Esta ecuación está representada por:  $W_e = W_e(P, t)$ ; donde P representa la presión en la frontera del yacimiento (contacto agua-aceite), t es el tiempo de explotación. Las ecuaciones empleadas para la predicción del ritmo de entrada de agua del acuífero al yacimiento son las ecuaciones de balance de materia como ya se ha mencionado anteriormente, así como la ecuación de Schilthuis, que está representada como sigue:

Schilthuis (1936) propuso que para un acuífero fluvente bajo el estudio de régimen de flujo permanente, el comportamiento del flujo se determina aplicando la ecuación de Darcy:

$$\frac{dW_e}{dt} = e_w = \left[ \frac{0.00708 K h}{\mu_w \ln \left( \frac{r_a}{r_e} \right)} \right] (P_i - P) \quad (5-3)$$

La relación (5-3) conviene más expresarla como:

$$\frac{dW_e}{dt} = e_w = C(P_i - P) \quad (5-4)$$

por lo que:

$e_w$  = Ritmo de entrada de agua; [bbl/día]  
 $K$  = Permeabilidad del acuífero; [md]  
 $h$  = Espesor del acuífero; [ft].  
 $r_a$  = Radio del acuífero; [ft].  
 $r_e$  = Radio del yacimiento; [ft].  
 $t$  = Tiempo; [días]

El parámetro  $C$  es llamado constante de la entrada de agua y es expresado en bbl/día/psi. La constante de entrada de agua  $C$  puede ser calculada con los datos de la historia de producción del yacimiento, a través de un número de datos seleccionados en intervalos de tiempo, que provienen de los gastos de entrada de agua,  $e_w$  puede ser determinada independientemente por una expresión diferente. Por el momento, el parámetro  $C$  se estima por la combinación de la ecuación (5-4) y la ecuación:

$$e_w = Q_o B_o + Q_g B_g + Q_w B_w \quad (5-5)$$

donde:

$Q_o$  = Gasto del flujo de aceite; [bbl/día].  
 $B_o$  = Factor de volumen del aceite; [bbl@ C. Y. /bbl@ C. S.].  
 $Q_g$  = Gasto del flujo del gas libre; [ft<sup>3</sup>/día].  
 $B_g$  = Factor de volumen del gas; [bbl@ C. Y./ft<sup>3</sup>@ C. S.].  
 $Q_w$  = Gasto del flujo de agua; [bbl/día].  
 $B_w$  = Factor de volumen del agua; [bbl@ C. Y./bbl@ C. S.].

La caída de presión contribuye a la entrada acumulativa de agua. En términos de la entrada acumulativa de agua  $W_e$ , la ecuación (5-4) es integrada para obtener la expresión general de Schilthuis que está dada para obtener la ecuación de entrada de agua como:

$$\int_0^{W_e} dW_e = \int_0^t C(P_i - P)dt \quad (5-6)$$

o bien:

$$W_e = C \int_0^t (P_i - P)dt \quad (5-7)$$

donde:

$W_e$  = Entrada acumulativa de agua; [bbl@ C. Y.]  
 $C$  = Constante de entrada de agua; [bbl/día/psi]  
 $t$  = Tiempo; [días].  
 $P_i$  = Presión inicial del yacimiento; [psi].

---

P = presión del contacto agua-aceite a un tiempo t; [psi]

#### V.IV DETERMINACIÓN DE LA ECUACIÓN QUE REPRESENTA LA ENTRADA DE AGUA EN EL YACIMIENTO

Como ya hemos visto, una de las ecuaciones que nos representa la entrada de agua al yacimiento está dada por Schilthuis, la figura 77 nos representa la integral del área bajo la curva que está dada por la ecuación:

$$\int_0^t (P_i - P) = dt \quad (5-8)$$

El área a un tiempo  $t$  puede ser determinada numéricamente con el uso de la regla trapezoidal (o cualquier otro método de integración numérica), como:

$$\int_0^t (P_i - P) = dt = \text{área}_1 + \text{área}_2 + \text{área}_3 + \text{etc.} = \left( \frac{P_i - P_1}{2} \right) (t_1 - 0) + \left( \frac{(P_i - P_1) + (P_i - P_2)}{2} \right) (t_2 - t_1) + \left( \frac{(P_i - P_2) + (P_i - P_3)}{2} \right) (t_3 - t_2) + \text{etc.} \quad (5-9)$$

La ecuación (5-9) puede ser escrita como:

$$W_e = C \sum_0^t (\Delta p) \Delta t \quad (5-10)$$

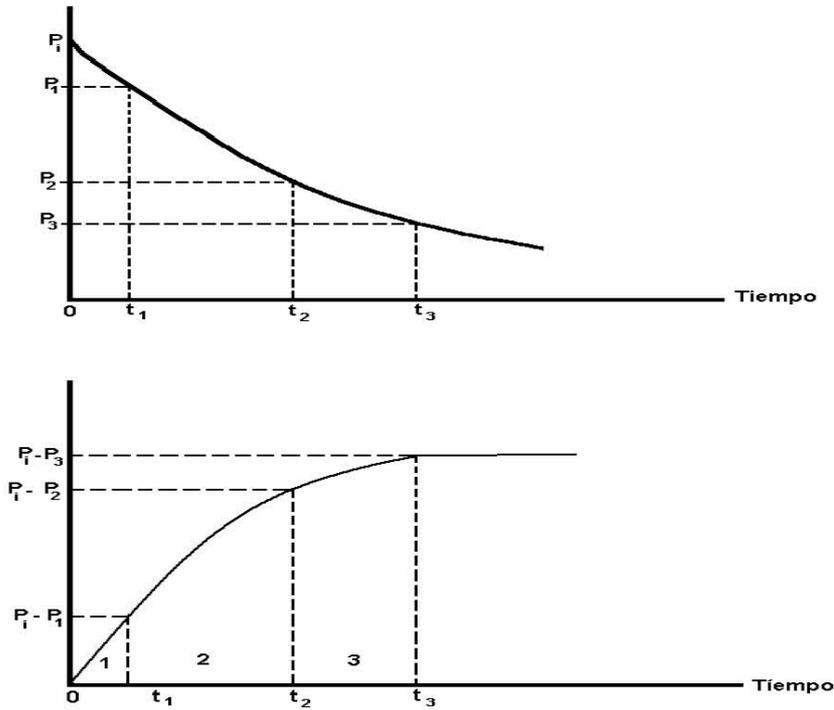


Figura 77. Cálculo del área bajo la curva

**PRUEBA DE LA ECUACIÓN DE SCHILTHUIS:** Con la presión en la frontera a cualquier tiempo. En las columnas 1, 2, 3 y 4 de la tabla 4, se muestran los valores obtenidos de estas relaciones de un yacimiento que se tomó como ejemplo, para establecer la ecuación que representa el comportamiento de su acuífero. En este caso se consideran períodos de explotación de 6 meses.

(1) t (años)	(2) t (días)	(3) Presión en la Frontera (Kg/cm <sup>2</sup> )	(4) We (m <sup>3</sup> <sub>w</sub> ) Con la ec. (5-2)	(5) ΔWe (m <sup>3</sup> <sub>w</sub> )	(6) Pi-P	(7) 182x(6)	(8) $C = \frac{(5)}{(7)}$
0	0	267.1	0	0	0	0	
0.25		266.7					
0.50	182	265.8	3,940	3,940	0.4	72.8	54.12
0.75		263.9					
1.00	365	261.2	27,340	23,400	3.2	582.4	40.18
0.25		259.1					
1.50	547	256.5	76,310	48,970	8.0	1,456.0	33.63
1.75		253.1					
2.00	730	249.8	155,480	79,170	14.0	2,548.0	31.07
2.25		247.7					
2.50	912	245.4	256,910	101,430	19.4	3,530.8	28.73
2.75		242.0					
3.00	1,095	240.6	379,640	122,730	25.1	4,568.2	26.87

Tabla 4

La ecuación (5-7) en forma diferencial es representada como:

$$\frac{dW_e}{dt} = C(P_i - P) \quad (5-11)$$

Despejando **C** y expresando esta ecuación en diferencias finitas:

$$C = \frac{\Delta W_e}{(P_i - P)\Delta t} \quad (5-12)$$

Aplicando la ecuación (5-12), se obtuvieron los valores de **C** para los seis periodos en que se dividió la historia de explotación del yacimiento. Los resultados obtenidos en los cálculos son mostrados en las columnas (5), (6), (7) y (8) de la tabla 4.

La columna (5) indica los valores de los volúmenes de agua que entraron al yacimiento en cada periodo.

La columna (6) representa los valores obtenidos al restar, la presión inicial, de la presión en la frontera existente a la mitad del periodo de explotación considerado.

En la columna (7) se muestran los valores del denominador de la ecuación (5-12) donde  $\Delta t = 182$  días.

Los valores de la columna (8), son los valores de **K**, que indican que el comportamiento de la entrada de agua no queda representado, en este caso, por la ecuación de Schilthuis.

*ECUACIÓN SIMPLIFICADA DE HURST:* La ecuación simplificada de Hurst está dada por la expresión que considera en cierta forma el incremento gradual del radio de drene del acuífero, esto se logró mediante la introducción del logaritmo de una constante por el tiempo en el denominador de la ecuación (5-7), quedando dicha ecuación de la forma:

$$W_e = C \int_0^t \frac{(P_i - P) dt}{\log at} \quad (5-13)$$

En forma diferencial se tiene:

$$\frac{dW_e}{dt} = \frac{C(P_i - P)}{\log at} \quad (5-14)$$

*PRUEBA DE LA ECUACIÓN SIMPLIFICADA DE HURST:* Como no se obtuvieron valores de las constantes, al probar la ecuación (5-7), es por eso que se usarán los datos de la tabla 4 en la ecuación (5-13).

Para probar la ecuación (5-13) se determinarán los valores de las constantes **C** y **a**.

La ecuación (5-11) de Schilthuis se compara con la ecuación (5-14) y se establece la igualdad.

**Nota:** Para evitar confusión la literal **C** de la ecuación de Schilthuis en este caso será cambiada por la literal **K**, por lo que:

$$K = \frac{C}{\log at} \quad (5-15)$$

por lo tanto:

$$K \log at = C \quad (5-16)$$

de esta manera:

$$K \log a + K \log t = C \quad (5-17)$$

En esta ecuación **log a** y **C** son constantes, **K** según se muestra en la tabla (con la literal **C**), varía. Para  $n$  periodos de explotación se tiene la suma:

$$\log a \sum K_i + \sum (K_i \log t_i) = nC \quad (5-18)$$

Para obtener otra expresión con **a** y **C**, se multiplica la ecuación (5-17) por  $t$ , quedando la ecuación:

$$Kt \log a + Kt \log t = Ct \quad (5-19)$$

La suma para  $n$  intervalos está representada con la ecuación:

$$\log a \sum K_i t_i + \sum (K_i t_i \log t_i) = C \sum t_i \quad (5-20)$$

Resolviendo simultáneamente las ecuaciones (5-18) y (5-20) se obtienen **a** y **C**. Los cálculos necesarios para obtener los coeficientes de las ecuaciones (5-18) y (5-20), son mostrados en la tabla 5:

(1) tiempo (años)	(2) K <sub>i</sub>	(3) t <sub>i</sub> (días)	(4) log t <sub>i</sub>	(5) K <sub>i</sub> t <sub>i</sub>	(6) K <sub>i</sub> t <sub>i</sub> log t <sub>i</sub>	(7) K <sub>i</sub> log t <sub>i</sub>
0						
0.50	54.1	182	2.260	9,846.2	22,252.412	122.266
1.00	40.2	365	2.562	14,673.0	37,592.226	102.992
1.50	33.6	547	2.738	18,379.2	50,322.250	91.997
2.00	31.1	730	2.863	22,703.0	64,998.689	89.039
2.50	28.7	912	2.960	26,174.4	77,476.224	84.952
3.00	27.2	1,095	3.039	29,784.0	90,513.576	82.688
Σ	214.9	3,831		121,559	343,258	574.14

Tabla 5

Sustituyendo los valores de estos coeficientes en las ecuaciones anteriores, se tiene:

$$214.9 \log a + 574.14 = 6C \quad (5-21)$$

$$121,559 \log a + 343,258 = 3,831C \quad (5-22)$$

Resolviendo se tiene que:  $C = 42.325$  y  $a = 0.0324$

Sustituyendo ambos valores en la ecuación (5-13), nos queda:

$$W_e = 42.325 \int_0^t \frac{(P_i - P)182}{\log 0.0324t} \quad (5-23)$$

Para comprobar la precisión de esta ecuación, se aplicará a fin de determinar la entrada de agua al yacimiento, comparando los valores obtenidos con los que se calcularon en la ecuación de balance de materia en la columna (4) de la tabla 4. Los cálculos correspondientes a esta comprobación se muestran en la tabla 6, observando que los resultados coinciden, con aproximación aceptable, con los que se obtuvieron de la ecuación de balance de materia.

$$a = 0.0324$$

(1) t (años)	(2) t (días)	(3) log at	(4) (P <sub>i</sub> -P)	(5) $\frac{182(P_i - P)}{\log at}$	(6) $\sum_0^t (5)$	(7) W <sub>e</sub> =C(6)
0	0		0	0		0
0.50	182	0.77	0.4	94.55	94.55	4,001.83
1.00	365	1.07	3.2	544.30	638.85	27,039.33
1.50	547	1.25	8.0	1,164.8	1,803.65	76,339.49
2.00	730	1.37	14.0	1,859.85	3,663.5	155,057.64
2.50	912	1.47	19.4	2,401.90	6,065.4	25,6718.06
3.00	1,095	1.55	25.1	2,947.23	9,012.63	381,459.56

Tabla 6

**MÉTODO DE VAN EVERDINGEN Y HURST:** Los estudios del mecanismo de la entrada de agua a un yacimiento, han mostrado que en general se efectúa en régimen de flujo transitorio (no estabilizado o no continuo). Sin embargo, cuando la actividad del acuífero es poca, la tasa de flujo que entra al yacimiento es pequeña y su efecto sobre la declinación de presión del yacimiento es mínima y se puede considerar que la entrada de agua es en régimen permanente y sigue la ecuación de estado estacionario de Schilthuis.

Para los yacimientos de gas con un empuje activo de agua, el uso de la ecuación de Schilthuis no arroja resultados confiables que permitan predecir el comportamiento del yacimiento y es necesario considerar flujo transitorio, ya que cuando ocurre una caída de presión, el agua que se ha expandido no se mueve dentro del yacimiento a la misma velocidad de flujo que el gas.

Van Everdingen y Hurst, resolvieron la ecuación de difusión para variar las condiciones en la frontera y combinaron los resultados con la ecuación de Darcy, formularon una expresión analítica que representa el comportamiento de acuíferos con flujo de régimen variable o transitorio. En sus desarrollos supusieron que:

1. Las fuerzas gravitacionales tienen un efecto despreciable en el flujo.
2. La formación es homogénea y simétrica radialmente.
3. El flujo es radial y horizontal.

A pesar de estas limitaciones se ha observado que el método proporciona buenos resultados al determinar el volumen de agua que invade al yacimiento por lo tanto la ecuación propuesta por Everdingen y Hurst es:

$$W_e = B \sum_0^t Q(t) \Delta p \quad (5-24)$$

por lo que:

$$B = \frac{2\pi\phi C_e R_w^2 h}{5.615} ; \left[ \frac{bl}{lb/pg^2} \right] \quad (5-25)$$

$Q(t)$  es la entrada de agua adimensional, que es función del tiempo adimensional,  $t_d$ , el cual está relacionado con el tiempo real por:

$$t_d = \frac{0.00632}{\phi \mu C} \frac{k t}{R_w^2} \quad (5-26)$$

Las unidades que se utilizan para las literales que se encuentran en la ecuación son: k (md); t (días);  $\mu$  (cp);  $\phi$  (vol/vol);  $R_w$  (pies) y  $C_e$  (lb/pg<sup>2</sup>)<sup>-1</sup>.

Los valores de  $Q(t)$  pueden obtenerse, a partir de  $t_d$ , mediante tablas o figuras elaboradas al respecto.

Estrictamente la ecuación de Van Everdingen y Hurst aplica solamente a yacimientos circulares rodeados por un acuífero horizontal, como se observa en la figura 78, yacimiento circular finito o infinito de espesor constante, porosidad, permeabilidad y compresibilidad efectiva constante.

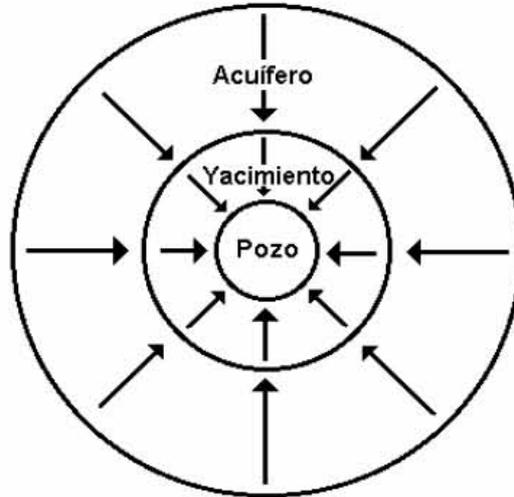


Figura 78. Entrada de agua a un yacimiento cilíndrico

Para calcular la entrada de agua correspondiente a una declinación continua de presión en el contacto agua-gas es necesario dividir la declinación continua en una serie escalonada de caídas de presión como se observa en la figura 79.

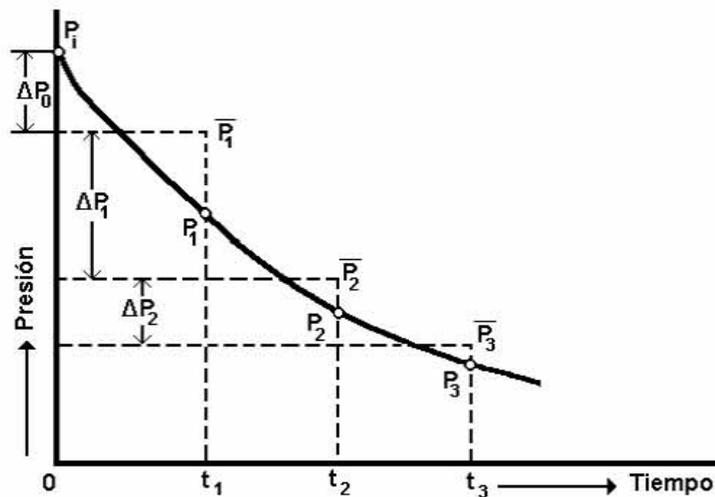


Figura 79. Ajuste de la distribución continua de presión en el contacto agua-gas a través de una distribución escalonada de presión

Cada  $\Delta p$  se puede calcular por medio de la ecuación:

$$W_e = C\Delta p Q t_d \quad (5-27)$$

y la acumulada a través de los intervalos de caída de presión, se puede estimar aplicando el principio de superposición en el tiempo. Considerando las presiones en el contacto agua-gas;  $P_i, P_1, P_2, \dots, P_n$  a los respectivos tiempos  $0, t_1, t_2, \dots, t_n$ . Las presiones promedio correspondientes a los intervalos de tiempo son:

$$\bar{P}_1 = \frac{P_i + P_1}{2} \quad (5-28)$$

$$\bar{P}_2 = \frac{P_1 + P_2}{2} \quad (5-29)$$

$$\bar{P}_j = \frac{P_{j-1} + P_j}{2} \quad (5-30)$$

Las caídas de presión que ocurren a los tiempos  $0, t_1, t_2, \dots, t_n$ ; son:

$$\Delta P_0 = P_i - \bar{P}_1 = \frac{P_i - P_1}{2} \quad (5-31)$$

$$\Delta P_1 = \bar{P}_1 - \bar{P}_2 = \frac{P_i - P_2}{2} \quad (5-32)$$

$$\Delta P_2 = \bar{P}_2 - \bar{P}_3 = \frac{P_1 - P_3}{2} \quad (5-33)$$

$$\Delta P_j = \bar{P}_j - \bar{P}_{j+1} = \frac{P_{j-1} - P_{j+1}}{2} \quad (5-34)$$

De esta manera para calcular el volumen de agua acumulada que entra al yacimiento,  $W_e$ , durante un tiempo  $t_n$  (correspondiente al final del intervalo  $n$ ) se aplica el principio de superposición en la siguiente forma:

$$W_e = C(\Delta p_0 Q t_{d_n} + \Delta p_1 Q(t_{d_n} - t_{d_1}) + \Delta p_2 Q(t_{d_n} - t_{d_2}) + \Delta p_3 Q(t_{d_n} - t_{d_3}))$$

$$+ \Delta p_{n-1} Q(t_{d_n} - t_{d_{n-1}}) \quad (5-35)$$

$$W_e = C \sum_{j=0}^{n-1} \Delta p_j Q(t_{d_n} - t_{d_j}) \quad (5-36)$$

La ecuación (5-36) es válida para acuíferos radiales.

#### ECUACIÓN DE L. T. STANLEY

Stanley observó que las curvas de  $Q(t)$  vs.  $t_d$ , para los casos de entrada de agua radial o lineal, determinadas por Hurst y Van Everdingen, pueden relacionarse mediante las expresiones siguientes:

$$Q(t) = (\bar{t})^{0.8} \quad \text{Para flujo radial} \quad (5-37)$$

$$Q(t) = (\bar{t})^{0.5} \quad \text{Para flujo lineal} \quad (5-38)$$

Esta similitud indica que el comportamiento de los acuíferos aludidos están representados por una simple función exponencial del tiempo adimensional y que los incrementos unitarios de éste pueden seleccionarse en forma arbitraria. Sustituyendo la ecuación (5-37) y la ecuación (5-38) en la ecuación (5-24) se obtiene la ecuación:

$$W_e = C \sum_0^t \Delta p(\bar{t})^\alpha \quad (5-39)$$

El valor del exponente variará entre los límites de 0.5 y 0.8, dependiendo del tipo de flujo; sin embargo, se ha comprobado en la práctica que se obtienen resultados satisfactorios usando uno de estos valores límites. De este modo es suficiente ensayar con  $\alpha=0.5$  y  $\alpha=0.8$ , y seleccionar el valor del exponente que proporcione mejores resultados.

Cuando se presente el caso de acuíferos limitados, el valor de  $(\bar{t})^\alpha$  permanecerá constante a partir de cierto periodo de explotación, a semejanza del caso presentado por Hurst y Van Everdingen, en que los gastos adimensionales se mantienen constantes a partir de determinado tiempo adimensional.

**PRUEBA DE LA ECUACIÓN DE STANLEY:** En la tabla 7 se muestran los cálculos obtenidos al aplicar el método de Stanley, para determinar la constante de entrada de agua que se determina por medio de la ecuación (5-40), para este caso se usó el valor de  $\alpha=0.8$ . Obteniéndose valores de **C** muy semejantes a partir del segundo periodo, columna (8). El valor promedio de **C**, para esos periodos, resultó de 6735, quedando la ecuación:

$$C = \frac{W_e}{\sum \Delta p(\bar{t})^\alpha} \quad (5-40)$$

$$W_e = 6,735 \sum \Delta p(\bar{t})^{0.8} \quad (5-41)$$

(1) $\bar{t}$	(2) t (días)	(3) p (kg/cm <sup>2</sup> )	(4) W <sub>e</sub> (m <sup>3</sup> <sub>w</sub> )	(5) ΔP	(6) $(\bar{t})^\alpha$	(7) $\sum \Delta P(\bar{t})^\alpha$	(8) C
0	0	267.1	0	0	0	0	
1	182	265.8	3940	0.65	1.000	0.65	6061
2	365	261.2	27340	2.95	1.741	4.082	6698
3	547	256.5	76310	4.65	2.408	11.351	6723
4	730	249.8	155480	5.70	3.031	22.870	6798
5	912	245.4	256910	5.55	3.624	37.968	6766
6	1,095	240.6	379640	4.60	4.193	55.490	6842

Tabla 7

Para el primer periodo se tiene:

$$\Delta p = \frac{P_i - P_{i+1}}{2} \quad (5-42)$$

Para los siguientes periodos se utiliza la ecuación:

$$\Delta p = \frac{P_j - 2 - P_j}{2} \quad (5-43)$$

De la misma forma, la caída de presión para el primer periodo se puede obtener con la siguiente ecuación:

$$\Delta p_1 = \frac{1}{2}(P_i - P_1) \quad (5-44)$$

La caída de presión para el periodo dos, se obtiene con la ecuación:

$$\Delta p_2 = \frac{1}{2}(P_i - P_1) + \frac{1}{2}(P_1 - P_2) = \frac{1}{2}(P_i - P_2) \quad (5-45)$$

Para el tercer periodo, se tiene que la caída de presión es calculada con la expresión:

$$\Delta p_3 = \frac{1}{2}(P_1 - P_2) + \frac{1}{2}(P_2 - P_3) = \frac{1}{2}(P_1 - P_3) \quad (5-46)$$

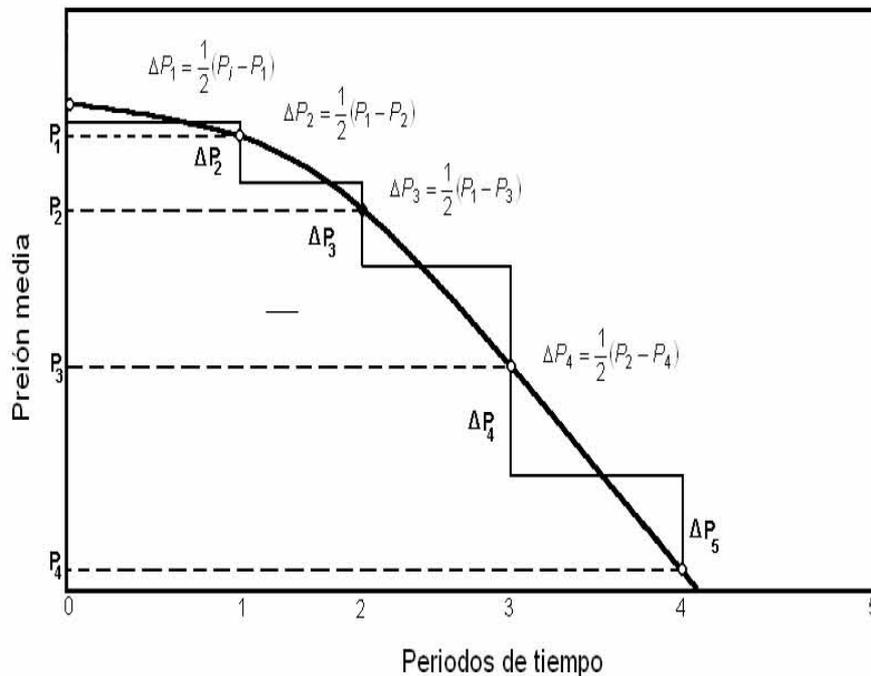
El cuarto periodo se obtiene con la siguiente expresión:

$$\Delta p_4 = \frac{1}{2}(P_2 - P_3) + \frac{1}{2}(P_3 - P_4) = \frac{1}{2}(P_2 - P_4) \quad (5-47)$$

Así sucesivamente hasta obtener los  $\Delta p_n$ .

#### APLICACIÓN DEL PRINCIPIO DE SUPERPOSICIÓN

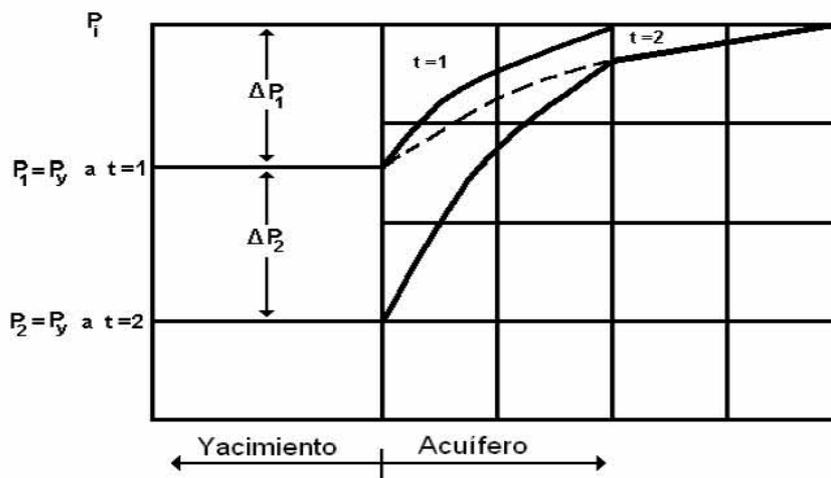
En la determinación de la entrada de agua a los yacimientos se emplea el principio de superposición, considerando que la variación de la presión del yacimiento puede representarse en forma aproximada por una serie de reducciones o abatimientos de presión repentinos alternados, como se indica en la figura 80, Estos abatimientos de presión se transmitirán hacia el acuífero modificando la distribución de sus presiones.



**Figura 80.** Arreglo de presiones empleado para representar aproximadamente la historia de presión del yacimiento

Se ha demostrado que el acuífero responde a cada caída de presión en forma independiente y que el efecto total es igual a la suma de las perturbaciones en la presión provocadas por cada abatimiento considerado en particular.

Para ilustrar este fenómeno se supone un yacimiento con presión inicial  $P_i$ , al que repentinamente se abate su presión y se mantiene en un valor  $P_1$  a un tiempo  $t=0$ . Esta perturbación en la presión, se transmitirá hacia el acuífero a un ritmo que dependerá de las propiedades de difusión del acuífero ( $k/\mu\phi C_e$ ). Supóngase que a un tiempo  $t_1$  se provoca un segundo abatimiento de presión, también repentino,  $\Delta P_2 = P_1 - P_2$  (no  $P_i - P_2$ ). En estas condiciones el acuífero continuará respondiendo al primer abatimiento, como si el segundo no hubiese ocurrido y además responderá a la segunda caída de presión, como si la primera no hubiese ocurrido.



**Figura 81.** Distribución de presiones en un acuífero debido a dos abatimientos de presión iguales, impuestas a intervalos iguales de tiempo

El efecto total en la distribución de presiones en el acuífero, corresponde a la suma de los dos, como se ilustra en la figura 81, donde para simplificar se ha considerado  $\Delta P_1 = \Delta P_2$  y  $t_2 = 2t$ . La curva superior y la de en medio representan la distribución de presiones en el acuífero en respuesta a la primera y segunda caída de presión, como si actuaran independientemente. La curva inferior corresponde, por lo tanto, a la suma de las otras curvas.

En el presente capítulo se han presentado las técnicas que permiten calcular la cantidad de agua que entra a un yacimiento, así como también se han mostrado modelos que se desarrollaron para determinar dicha entrada, se han observado los diferentes tipos de acuíferos que se pueden presentar en un yacimiento, así como se mostró las respuestas de los acuíferos, ya sea combinadas con la producción del yacimiento o la historia de presión.

El balance de materia y las diferentes ecuaciones de entrada de agua que se presentaron en este capítulo, constituyen soluciones para el pronóstico de la presión futura del yacimiento, la entrada de agua y la producción de hidrocarburos.

## CAPITULO VI

# PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN

La mayoría de los cálculos de ingeniería de yacimientos involucran el uso de la ecuación de balance de materia. Algunas de las aplicaciones más útiles de la ecuación de balance de materia requieren el uso simultáneo de las ecuaciones de flujo de fluidos, por ejemplo, la ecuación de Darcy.

Combinando los dos conceptos facilitará que el ingeniero pronostique el comportamiento de la producción futura del yacimiento como una función del tiempo. Sin los conceptos de flujo de fluidos, la ecuación de balance de materia solamente daría el comportamiento como una función de la presión media del yacimiento. La predicción del comportamiento futuro del yacimiento es común representarlo en las siguientes dos fases:

**Fase 1.** La predicción de la producción acumulativa de hidrocarburos como una función de la declinación de la presión del yacimiento. Este periodo es realizado sin considerar a:

- Número actual de pozos.
- Localización de pozos.
- Gasto producido de cada pozo.
- Tiempo requerido de agotamiento del yacimiento.

**Fase 2.** La segunda etapa de predicción es la fase del tiempo de producción. En estos cálculos, los datos del comportamiento del yacimiento, como cálculos de la fase uno, son correlacionados con el tiempo. Es necesario en esta fase el número de pozos y la producción de cada pozo.

### VI.I PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE BALANCE DE MATERIA PARA YACIMIENTOS:

La ecuación de balance material en sus diferentes formas matemáticas, presentadas en el capítulo cuatro, fueron designadas para estimar la cantidad de aceite inicial que se encuentra en el yacimiento (N), para determinar el tamaño relativo del casquete de gas (m) y la entrada de agua ( $W_e$ ). El uso de la ecuación de balance de materia predice el comportamiento futuro del yacimiento, requiriéndose relaciones adicionales.

En la predicción del comportamiento de un yacimiento se utiliza además de la ecuación de balance de materia las expresiones:

- Ecuación de la relación gas aceite instantánea.
- Ecuación de la saturación de aceite en yacimientos productores por empuje de gas liberado.
- Ecuación de la recuperación de aceite.
- Gráfica (ecuación) de la relación de permeabilidades relativas al gas y aceite contra (en función de) la saturación, ya sea líquido o aceite.

- Ecuación de variación del índice de productividad.
- Ecuación general de saturación de aceite.

**RELACIÓN GAS-ACEITE INSTANTANEA:** Como ya se ha definido en el capítulo uno, la relación gas-aceite instantánea (R), también se denomina de producción. Es el volumen de gas que se produce en un yacimiento por unidad de volumen de aceite producido en un corto intervalo de tiempo. Ambos volúmenes se miden en condiciones standart y se describe matemáticamente con la siguiente expresión:

$$R \left[ \frac{m_g^3 @C.S.}{m_o^3 @C.S.} \right] = \frac{q_g}{q_o} \left[ \frac{m_g^3 @C.S.}{\text{día}} \right] \left[ \frac{m_o^3 @C.S.}{\text{día}} \right] \quad (6-1)$$

Como la producción total de gas está formada por el gas libre (disuelto liberado) que fluye en el yacimiento, más el gas disuelto en el aceite que se liberó al alcanzar las condiciones superficiales de presión y temperatura, se tiene que el gasto de gas está dado por:

$$q_g = q_{gl} + q_{gd} \quad (6-2)$$

donde:

$q_g$  = Gas producido.

$q_{gl}$  = Gas libre producido.

$q_{gd}$  = Gas disuelto producido (gas que se ha liberado debido al decremento de presión y temperatura en su viaje a la superficie).

El gasto de gas disuelto o mejor dicho la producción de gas disuelto, se determina matemáticamente como sigue:

$$q_{gd} = q_o \left[ \frac{m_o^3 @C.S.}{\text{día}} \right] R_s \left[ \frac{m_{gd}^3 @C.S.}{m_o^3 @C.S.} \right] \quad (6-3)$$

para lo cual:

$m_o^3 @ C. S.$  = Metros cúbicos de aceite a condiciones standart.

$m_{gd}^3 @ C. S.$  =Metros cúbicos de gas disuelto a condiciones standart.

$R_s$  = Relación de gas disuelto en el aceite.

Sustituyendo la ecuación (6-2) y al ecuación (6-3) en la ecuación (6-1), se tiene:

$$R = \frac{q_{gl} + q_o R_s}{q_o} = \frac{q_{gl}}{q_o} + R_s \quad (6-4)$$

De acuerdo con la ecuación de Darcy para flujo radial, se tiene para la producción de gas libre, la ecuación siguiente:

$$q_{gl} = c \frac{KK_{rg}h}{\mu_g B_g \log \frac{r_e}{r_w}} (P_{ws} - P_{wf}) \quad (6-5)$$

Para la producción de aceite, la expresión matemática es:

$$q_o = c \frac{KK_{ro}h}{\mu_o B_o \log \frac{r_e}{r_w}} (P_{ws} - P_{wf}) \quad (6-6)$$

Sustituyendo la ecuación (6-5) y (6-6) en la ecuación (6-4), se obtiene:

$$R = \frac{K_{rg}\mu_o B_o}{K_{ro}\mu_g B_g} + R_s \quad (6-7)$$

La ecuación de la relación gas aceite instantánea es de fundamental importancia en el análisis de un yacimiento.

Si el yacimiento es de aceite bajosaturado o si la saturación de gas es menor que la crítica,  $K_{rg} = 0$  y  $R = R_s$ . Es importante aclarar que en el desarrollo de esta ecuación se ha considerado que el gas y el aceite se encuentran uniformemente distribuidos en el yacimiento, y que fluyen de acuerdo con el concepto de permeabilidades relativas, si se suponen despreciables los efectos gravitacionales y capilares, así como también que los gradientes de presión para el gas y el aceite son iguales.

**ECUACIÓN DE SATURACIÓN DEL YACIMIENTO:** Se ha detallado en el capítulo uno que la saturación de un fluido (aceite, gas o agua) en el yacimiento es definido como el volumen del fluido dividido por el volumen de poros de la roca. Matemáticamente la saturación de aceite está representada por la ecuación (1-6), mientras que la saturación de gas es representada por la ecuación (1-7) y la saturación de agua está expresada por la ecuación (1-8).

Consideremos un yacimiento de aceite volumétrico sin casquete de gas que contiene un volumen de aceite con presión inicial en el yacimiento y se considera que no hay entrada de agua, por lo que la ecuación para la saturación es:

$$S_{oi} = 1 - S_{wi} \quad (6-8)$$

donde el subíndice i indica las condiciones iniciales del yacimiento. De la definición de saturación de aceite se tiene:

$$S_o = \frac{V_{or}}{V_p} \left[ \frac{m_o^3 @C.Y.}{m_p^3} \right] = \frac{\text{Volumen de aceite residual}}{\text{Volumen de poros}} \quad (6-9)$$

El volumen de aceite residual está representado por la expresión:

$$V_{or} = (N - N_p)B_o \quad (6-10)$$

El volumen de aceite que inicialmente se tiene en el yacimiento es expresado como:

$$V_{oi} = NB_{oi} \quad (6-11)$$

Si la ecuación de la saturación de aceite a las condiciones iniciales es:  $S_{oi} = \frac{V_{oi}}{V_{pi}}$

Despejando el volumen de poros, queda que:

$$V_{pi} = \frac{V_{oi}}{S_{oi}} \quad (6-12)$$

Sustituyendo la ecuación (6-8) y (6-11) en la ecuación (6-12), se obtiene la expresión del volumen de poros inicial de la siguiente forma:

$$V_{pi} = \frac{NB_{oi}}{1 - S_{wi}} \quad (6-13)$$

Ahora se sustituye la ecuación (6-10) y (6-13) en la ecuación (6-9), para obtener la expresión:

$$S_o = \frac{N - N_p B_o}{\frac{NB_{oi}}{1 - S_{wi}}} \quad (6-14)$$

La ecuación (6-14) queda representada como:

$$S_o = \frac{(1 - S_{wi})(N - N_p)B_o}{NB_{oi}} \quad (6-15)$$

La ecuación (6-15), puede ser expresada también como:

$$S_o = (1 - S_{wi}) \left( 1 - \frac{N_p}{N} \right) \left( \frac{B_o}{B_{oi}} \right) \quad (6-16)$$

en la ecuación (6-16), se considera como condiciones iniciales, las que prevalecen en el yacimiento a la presión de saturación, por lo que:  $P_i = P_b$ , y  $B_{oi} = B_{ob}$ .

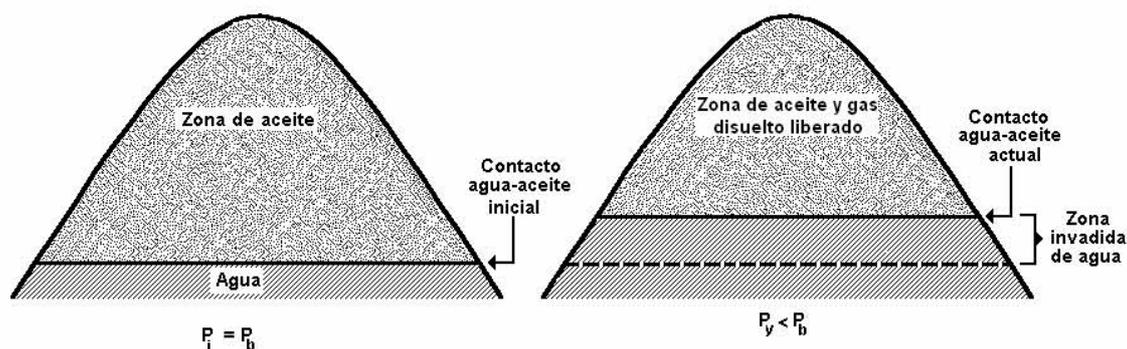
**ECUACIÓN GENERAL DE SATURACIÓN DE ACEITE:** El desarrollo de la ecuación de saturación de aceite que se realizó anteriormente, sólo es aplicable a yacimientos que producen por empuje de gas disuelto liberado.

A continuación se mostrará la deducción de la ecuación de saturación de aceite para yacimientos con entrada de agua y con casquete de gas.

Primero se considerará el caso de un yacimiento con entrada de agua, pero sin casquete de gas. La explotación de este tipo de yacimiento se lleva a cabo:

- Si la entrada de agua es lo suficientemente grande para mantener alta la presión del yacimiento; hasta que los pozos estructuralmente más altos se invadan de agua.
- Si la entrada de agua no es suficiente para mantener la presión, o mejor dicho, si el índice de empuje por gas disuelto, es mayor que el índice de empuje por entrada de agua; hasta que el yacimiento alcance una presión tal, que deje de ser costeable su explotación.

Este tipo de yacimientos que para un tiempo  $t = 0$  y para un tiempo  $t = t_1$ , para el cual ha ocurrido un avance del contacto, es representado por la figura 82.



**Figura 82.** Representación esquemática de un yacimiento con entrada de agua

La saturación de aceite en el yacimiento está representada matemáticamente por el cociente del volumen de aceite residual en la zona no invadida y el volumen de poros en la zona no invadida como se muestra a continuación:

$$S_{o_{zni}} = \frac{V_{o_{zni}}}{V_{p_{zni}}} \quad (6-17)$$

de tal manera que:

$S_{OZNI}$  = Saturación de aceite en la zona no invadida.

$V_{OZNI}$  = Volumen de aceite en la zona no invadida.

$V_{PZNI}$  = Volumen de poros en la zona no invadida.

Analizando el numerador y el denominador de la ecuación (6-17), para llegar a la ecuación de saturación de aceite para yacimientos con entrada de agua.

Para establecer el numerador de la ecuación (6-17) se tiene que el volumen de aceite en la zona no invadida está dado por el volumen de aceite residual (ecuación (6-10)), menos el volumen de aceite en la zona invadida por agua, matemáticamente se tiene:

$$V_{o_{zni}} = (N - N_p)B_o - V_{o_{ziw}} \quad (6-18)$$

Para lo cual:

$V_{OZIW}$  = Volumen de aceite en la zona invadida de agua.

De la ecuación de saturación se tiene:

$$S_{o_{ziw}} = 1 - S_{w_{ziw}} - S_{g_{ziw}} \quad (6-19)$$

donde:

$S_{OZIW}$  = Saturación de aceite en la zona invadida de agua.

$S_{WZIW}$  = Saturación de agua en la zona invadida de agua.

$S_{GZIW}$  = Saturación de gas en la zona invadida de agua.

Se sabe que:

$$S_{o_{ziw}} = \frac{V_{o_{ziw}}}{V_{p_{ziw}}} \quad (6-20)$$

Despejando el volumen de aceite en la zona invadida de agua de la ecuación (6-20), nos queda la ecuación:

$$V_{o_{ziw}} = V_{p_{ziw}} S_{o_{ziw}} \quad (6-21)$$

Para obtener el volumen de poros en la zona invadida de agua de la ecuación (6-21) se tiene:

$$V_{p_{ziw}} = \frac{W_e - W_p B_w}{1 - S_{or_{ziw}} - S_{g_{ziw}}} \quad (6-22)$$

Se tiene que:

$S_{or_{ziw}}$  = Saturación de aceite residual en la zona invadida de agua.

$S_{g_{ziw}}$  = Saturación de gas en la zona invadida de agua.

Se sabe que:

$$S_{w_{ziw}} = 1 - S_{or_{ziw}} - S_{g_{ziw}} \quad (6-23)$$

Sustituyendo (6-23) en (6-22), nos queda la ecuación:

$$V_{p_{ziw}} = \frac{W_e - W_p B_w}{S_{w_{ziw}}} \quad (6-24)$$

Si se sustituye la ecuación (6-24) en la ecuación (6-21), se obtendrá la ecuación:

$$V_{o_{ziw}} = \frac{W_e - W_p B_w}{S_{w_{ziw}}} S_{o_{ziw}} \quad (6-25)$$

Asimismo la ecuación (6-25) es sustituida en la ecuación (6-18) para obtener la expresión:

$$V_{o_{zni}} = (N - N_p) B_o - \frac{W_e - W_p B_w}{S_{w_{ziw}}} S_{o_{ziw}} \quad (6-26)$$

Una vez establecido el numerador de la ecuación (6-17), se proseguirá a determinar el denominador de dicha ecuación, por lo que:

$$V_{p_{zni}} = V_{p_i} - V_{p_{ziw}} \quad (6-27)$$

Para determinar el volumen de poros en la zona no invadida, se cambia la ecuación (6-13), que representa al volumen de poros inicial, así como también sustituimos la ecuación (6-24) ambas en la ecuación (6-27), para obtener:

$$V_{p_{zni}} = \frac{NB_{oi}}{(1 - S_{wi})} - \frac{W_e - W_p B_w}{S_{w_{ziw}}} \quad (6-28)$$

Como ya se tiene la expresión matemática del volumen de aceite en la zona no invadida y la expresión del volumen de poros en la zona no invadida, se procede a sustituir.

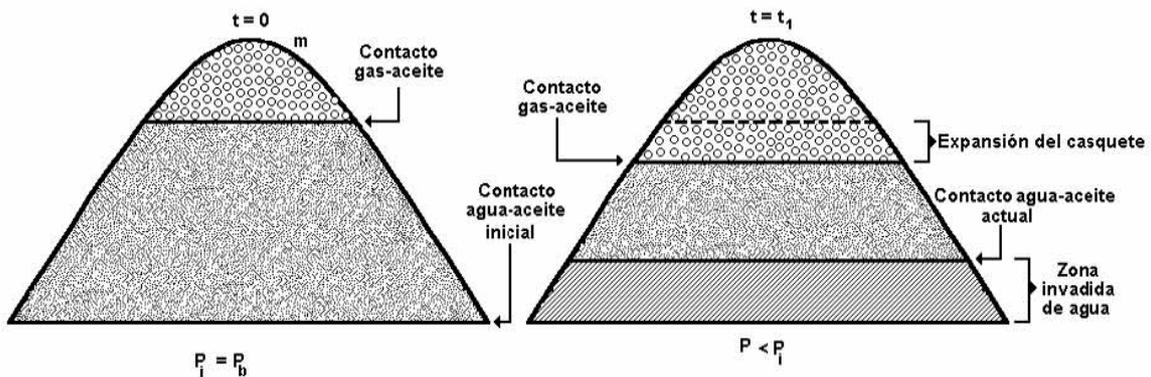
Cambiando (6-26) y (6-28) en la ecuación (6-17), finalmente queda que la saturación de aceite en la zona no invadida es:

$$S_{o_{zni}} = \frac{(N - N_p) B_o - \frac{W_e - W_p B_w}{S_{w_{ziw}}} S_{o_{ziw}}}{\frac{NB_{oi}}{1 - S_{wi}} - \frac{W_e - W_p B_w}{S_{w_{ziw}}}} \quad (6-29)$$

Esta ecuación no considera cambios en el volumen poroso.

Ahora se considera el caso de un yacimiento con entrada de agua y casquete de gas, tomando en cuenta no sólo el efecto del avance del contacto agua aceite, sino también el efecto de la expansión del casquete al abatirse la presión.

La representación esquemática de este tipo de yacimientos, para un tiempo  $t = 0$  y para un tiempo  $t = t_1$ , para el cual ha ocurrido un avance en ambos contactos, se muestra en la figura 83.



**Figura 83.** Representación esquemática de un yacimiento con entrada de agua y casquete de gas

Para deducir la ecuación de saturación de aceite para este tipo de yacimientos, a partir de la ecuación (6-17).

Analizando el numerador, para este caso el volumen de aceite en la zona no invadida está dado por la expresión matemática:

$$V_{O_{zni}} = V_{Or} - V_{O_{ziw}} - V_{O_{zig}} \quad (6-30)$$

donde:

$V_{Or}$  = Volumen de aceite residual.

$V_{O_{ziw}}$  = Volumen de aceite en la zona invadida por agua.

$V_{O_{zig}}$  = Volumen de aceite en la zona invadida por gas.

El volumen de aceite residual está dado por la ecuación (6-10), mientras que el volumen de aceite en la zona invadida por agua está representado con la ecuación (6-25), de tal manera que deduciendo de la ecuación (6-30) al volumen de aceite en la zona invadida por gas como sigue:

$$V_{O_{zig}} = V_{P_{zig}} S_{O_{zig}} \quad (6-31)$$

De la ecuación (6-31), el volumen de poros en la zona invadida por gas está dado matemáticamente por:

$$V_{P_{zig}} = \frac{V_f}{S_f} = \frac{V_{g_{zig}}}{S_{g_{zig}}} \quad (6-32)$$

para lo cual:

$V_f$  = Volumen de fluidos.

$S_f$  = Saturación de fluidos.

$V_{g_{zig}}$  = Volumen de gas en la zona invadida de gas.

$S_{g_{zig}}$  = Saturación de gas en la zona invadida por gas.

El volumen de gas en la zona invadida por gas, es expresado matemáticamente como:

$$V_{g_{zig}} = mNB_{oi} \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \quad (6-33)$$

Sustituyendo la ecuación (6-33) en la ecuación (6-32), resulta que el volumen de poros en la zona invadida por gas es:

$$V_{P_{zig}} = \frac{mNB_{oi} \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right)}{S_{g_{zig}}} \quad (6-34)$$

La ecuación (6-34) se sustituye en la ecuación (6-31) para obtener la expresión:

$$V_{O_{zig}} = \frac{mNB_{oi} \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right)}{S_{g_{zig}}} S_{O_{zig}} \quad (6-35)$$

Sustituyendo las ecuaciones (6-10), (6-25) y (6-35) en la ecuación (6-30), se tiene:

$$V_{O_{zni}} = (N - N_p) B_o - \frac{W_e - W_p B_w}{S_{W_{ziw}}} S_{O_{ziw}} - \frac{mNB_{oi} \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right)}{S_{g_{zig}}} S_{O_{zig}} \quad (6-36)$$

De la ecuación (6-17), se analizará el denominador para este tipo de yacimiento, por lo que el volumen de poros en la zona no invadida está representado por:

$$V_{\rho_{zni}} = V_{\rho_i} - V_{\rho_{ziw}} - V_{\rho_{zig}} \quad (6-37)$$

Si se reemplazan las ecuaciones (6-13), (6-24) y (6-34) en la ecuación (6-37), se obtiene la expresión:

$$V_{\rho_{zni}} = \frac{NB_{oi}}{1 - S_{wi}} - \frac{W_e - W_p B_w}{S_{W_{ziw}}} - \frac{mNB_{oi} \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right)}{S_{g_{zig}}} \quad (6-38)$$

Finalmente, la ecuación buscada para un yacimiento con entrada de agua y casquete de gas, está representada por la expresión matemática que resulta de sustituir la ecuación (6-36) y la ecuación (6-38) en la ecuación (6-17), para obtener la ecuación:

$$S_{O_{zni}} = \frac{(N - N_p) B_o \frac{(W_e - W_p B_w)}{S_{W_{ziw}}} S_{O_{ziw}} - \frac{mNB_{oi} \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right)}{S_{g_{zig}}} S_{O_{zig}}}{\frac{NB_{oi}}{1 - S_{wi}} - \frac{W_e - W_p B_w}{S_{W_{ziw}}} - \frac{mNB_{oi} \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right)}{S_{g_{zig}}}} \quad (6-39)$$

**ECUACIÓN DE LA RECUPERACIÓN DE ACEITE:** En el capítulo uno se definió la recuperación de aceite, que se representa matemáticamente como  $N_p/N$ , en este capítulo se obtendrá este término a partir de la ecuación (6-16), quedando la expresión:

$$Rec = \frac{N_p}{N} = 1 - \frac{S_o B_{oi}}{(1 - S_{wi})B_o} \quad (6-40)$$

La recuperación a su vez, puede ser deducida como:

$$Rec = \frac{\text{Volumen de aceite recuperado @ C. S.}}{\text{Volumen de aceite inicial @ C. S.}}$$

o bien:

$$Rec = \frac{\text{Vol. de ac. inicial @ C. S.} - \text{Vol. de ac. residual @ C. S.}}{\text{Volumen de aceite inicial @ C. S.}}$$

Tomando como base el aceite contenido en un volumen poroso unitario, se tiene:

$$Rec = \frac{\frac{S_{oi} - S_o}{B_{oi}}}{\frac{S_{oi}}{B_{oi}}} \quad (6-41)$$

Finalmente, la ecuación (6-41), queda representada como:

$$Rec = 1 - \frac{S_o B_{oi}}{S_{oi} B_o} \quad (6-42)$$

**PERMEABILIDAD RELATIVA:** La permeabilidad relativa de cada fase en una saturación específica es la relación de la permeabilidad efectiva de la fase con respecto a la permeabilidad absoluta, o:

$$K_{ro} = \frac{K_o}{K} \quad (6-43)$$

$$K_{rg} = \frac{K_g}{K} \quad (6-44)$$

$$K_{rw} = \frac{K_w}{K} \quad (6-45)$$

para lo cual:

$K_{ro}$  = Permeabilidad relativa del aceite.

$K_{rg}$  = Permeabilidad relativa del gas.

$K_{rw}$  = Permeabilidad relativa del agua.

$K$  = Permeabilidad absoluta.

$K_o$  = Permeabilidad efectiva del aceite para una saturación de aceite dada.

$K_g$  = Permeabilidad efectiva del gas para una saturación de gas dada.

$K_w$  = Permeabilidad efectiva del agua para una saturación de agua dada.

Debido a que la permeabilidad efectiva puede extenderse en un rango de cero a  $K$ , la permeabilidad relativa podría tener cualquier valor entre cero y uno, o:

$$0 \leq K_{ro}, K_{rg} \text{ y } K_{rw} \leq 1$$

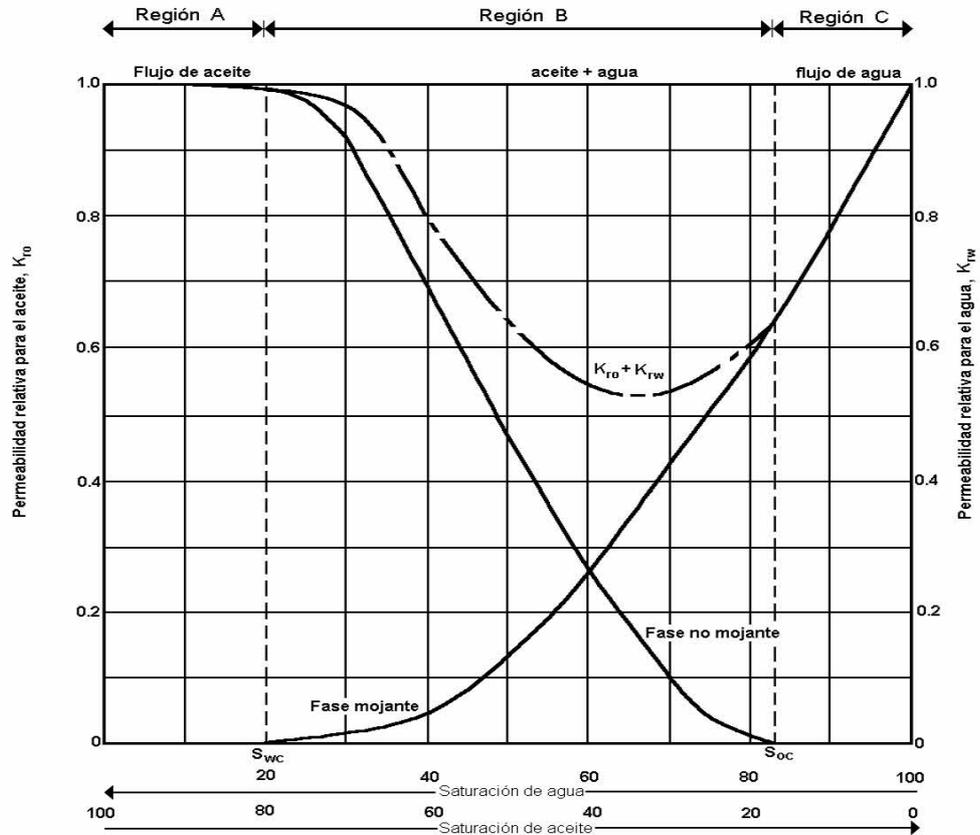
Se debe tomar en cuenta que cuando tres fases están presentes, la suma de las respectivas permeabilidades ( $K_{ro} + K_{rg} + K_{rw}$ ) son variables y siempre menor o igual a la unidad.

**PERMEABILIDAD RELATIVA DE DOS FASES:** Numerosos estudios de laboratorio, concluyen que la permeabilidad efectiva del yacimiento es una función de la saturación y de las características de mojabilidad de los fluidos.

De la distribución de dos fluidos en el yacimiento, uno con fase de mojabilidad y el otro con la fase de no mojabilidad, da como resultado las permeabilidades relativas.

Cuando la fase mojante ocupa o satura los poros más pequeños de la roca, es una saturación tan mínima que esta saturación no contribuye al desplazamiento, en una roca la distribución de los fluidos se tienen con la fase no mojante que ocupa la parte central del poro que materialmente contribuye al flujo de fluidos a través del yacimiento.

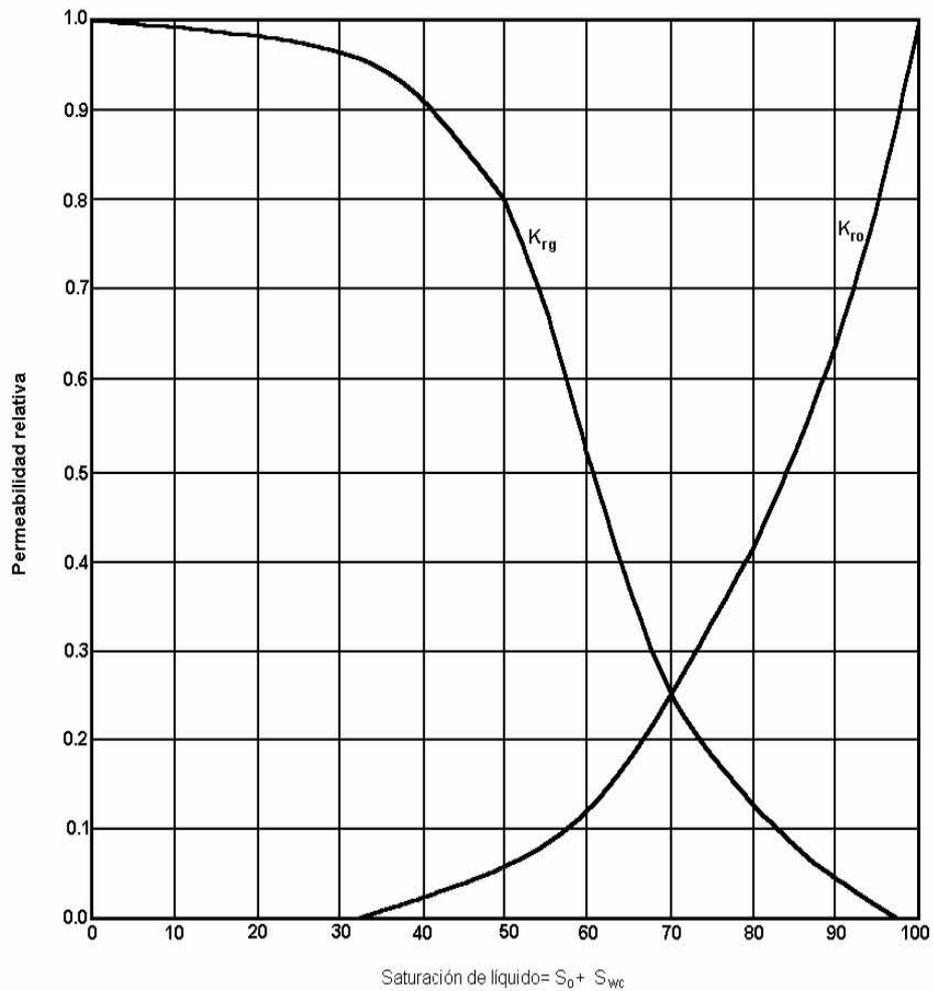
La figura 84 muestra una relación típica de curvas de permeabilidad relativa para un sistema agua-aceite, en donde el agua es considerada la fase mojante.



**Figura 84.** Gráfica típica del flujo de dos fases en un yacimiento

Las relaciones de permeabilidad que se muestran son divididas en tres regiones. En la región **A** sólo fluye el aceite ( $S_w \leq S_{wc}$ ); en la región **B** simultáneamente fluyen el agua y el aceite, en tanto que en la región **C** únicamente fluirá el agua.

En un sistema gas-aceite, la dirección del desplazamiento también es importante. La figura 85 muestra la gráfica con curvas de permeabilidad relativa para un sistema gas-aceite.



**Figura 85.** Curvas de permeabilidad relativa para el sistema gas-aceite

Durante el desplazamiento se observa que el gas no fluye hasta que alcanza una saturación denominada saturación crítica del gas ( $S_{gc}$ ). Esta saturación es necesaria para que el gas forme una fase continua y comience así a fluir. Pero esta permeabilidad relativa al aceite disminuye en el tramo  $0 \leq S_g \leq S_{gc}$ .

Los datos de permeabilidades que se obtienen del estudio de un campo son útiles para la producción futura, sin embargo, en algunos casos se debe recurrir a algunos métodos que han sido desarrollados para calcular las relaciones de permeabilidad.

Además, la mayoría de las correlaciones propuestas utilizan la saturación de fase efectiva como un parámetro de la correlación. La saturación de fase eficaz es definida por la siguiente serie de relaciones:

$$S_o^* = \frac{S_o}{1 - S_{wc}} \quad (6-46)$$

$$S_g^* = \frac{S_g}{1 - S_{wc}} \quad (6-47)$$

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc}} \quad (6-48)$$

para lo cual:

$S_o^*$ ,  $S_g^*$  y  $S_w^*$  = Saturación efectiva de aceite, gas y agua respectivamente.

$S_o$ ,  $S_g$  y  $S_w$  = Saturación de aceite, gas y agua.

$S_{wc}$  = Saturación de agua congenita.

**CORRELACIÓN DE WYLLIE Y GARDNER:** Wyllie y Gardner (1958) observaron que, en algunas rocas, la relación era de uno entre la presión capilar elevada al cuadrado ( $1/P_c^2$ ) y la saturación efectiva de

agua ( $S_w^*$ ) es lineal sobre un amplio rango de saturación. Honapour (1988) convenientemente realizó una tabla de la correlación de Wyllie y Gardner como es mostrada a continuación:

**Permeabilidad relativa en un sistema agua-aceite**

Tipo de formación	$K_{ro}$	$K_{rw}$	No. de ecuación
Arena sin consolidar, pozo seleccionado	$(1 - S_w^*)$	$(S_w^*)^3$	(6-49)
Arena sin consolidar, deficiente selección	$(1 - S_w^*)^2 (1 - S_w^{*1.5})$	$(S_o^*)^{3.5}$	(6-50)
Arenisca cementada, caliza oolítica	$(1 - S_o^*)^2 (1 - S_w^{*2})$	$(S_o^*)^4$	(6-51)

**Permeabilidad relativa en un sistema gas-aceite**

Tipo de formación	$K_{ro}$	$K_{rg}$	No. de ecuación
Arena sin consolidar, pozo seleccionado	$(S_o^*)^3$	$(1 - S_o^*)^3$	(6-52)
Arena sin consolidar, deficiente selección	$(S_o^*)^{3.5}$	$(1 - S_o^*)^2 (1 - S_o^{*1.5})$	(6-53)
Arenisca cementada, caliza oolítica	$(S_o^*)^4$	$(1 - S_o^*)^2 (1 - S_o^{*2})$	(6-54)

Wyllie y Gardner sugieren también, dos expresiones que se presentan a continuación, las cuales pueden ser usadas cuando una permeabilidad relativa está disponible:

Para un sistema agua-aceite:

$$K_{rw} = (S_w^*)^2 - K_{ro} \left[ \frac{S_w^*}{1 - S_w^*} \right] \quad (6-55)$$

Para un sistema gas-aceite:

$$K_{ro} = (S_o^*) - K_{rg} \left[ \frac{S_o^*}{1 - S_o^*} \right] \quad (6-56)$$

**CORRELACIÓN DE TORCASO Y WYLLIE:** Torcaso y Wyllie (1958) desarrollaron una expresión simple para determinar la permeabilidad relativa de la fase de aceite en un sistema de gas-aceite. La expresión permite el cálculo de  $K_{ro}$  de las mediciones de  $K_{rg}$ . La ecuación siguiente esta dada por:

$$K_{ro} = K_{rg} \left[ \frac{(S_o^*)^4}{(1 - S_o^*)^2 (1 - (S_o^*)^2)} \right] \quad (6-57)$$

La expresión anterior es muy útil, ya que las mediciones de  $K_{rg}$  se obtienen fácilmente y las mediciones de  $K_{ro}$  son generalmente realizadas con mayor dificultad.

**MÉTODO DE COREY:** Corey (1954) propuso una expresión matemática simple para generar los datos de permeabilidad relativa del sistema gas-aceite. La aproximación es buena para el proceso de desplazamiento de aceite con el gas.

$$K_{ro} = (1 - S_g^*)^4 \quad (6-58)$$

$$K_{rg} = (S_g^*) (2 - S_g^*) \quad (6-59)$$

Donde la saturación efectiva del gas ( $S_g^*$ ) se define con la ecuación (6-47).

Las gráficas que se presentan en las figuras 86, 87 y 88 permiten obtener valores de la permeabilidad relativa.

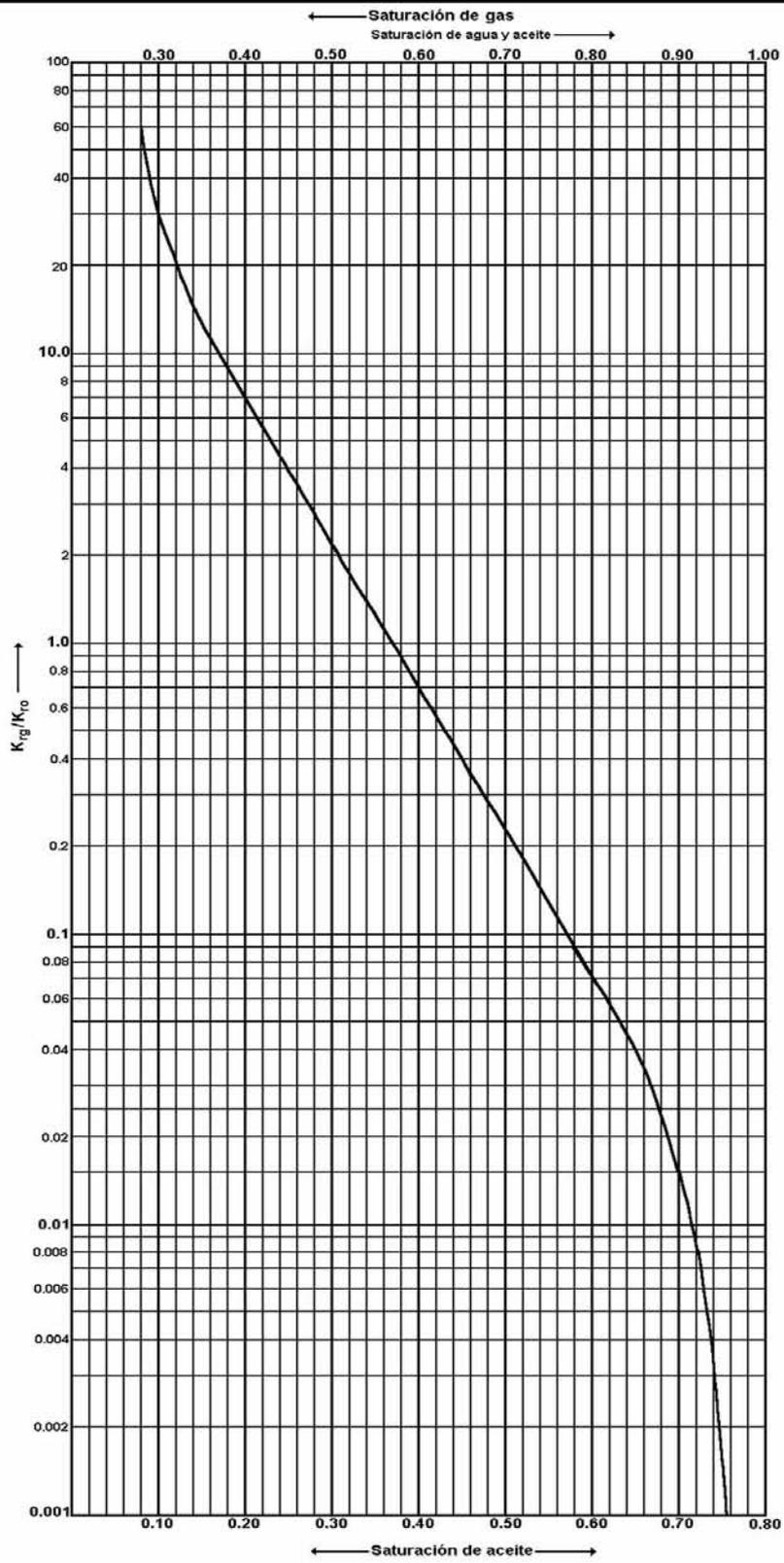


Figura 86. Gráfica de  $K_{rg}/K_{ro}$  como una función de la saturación

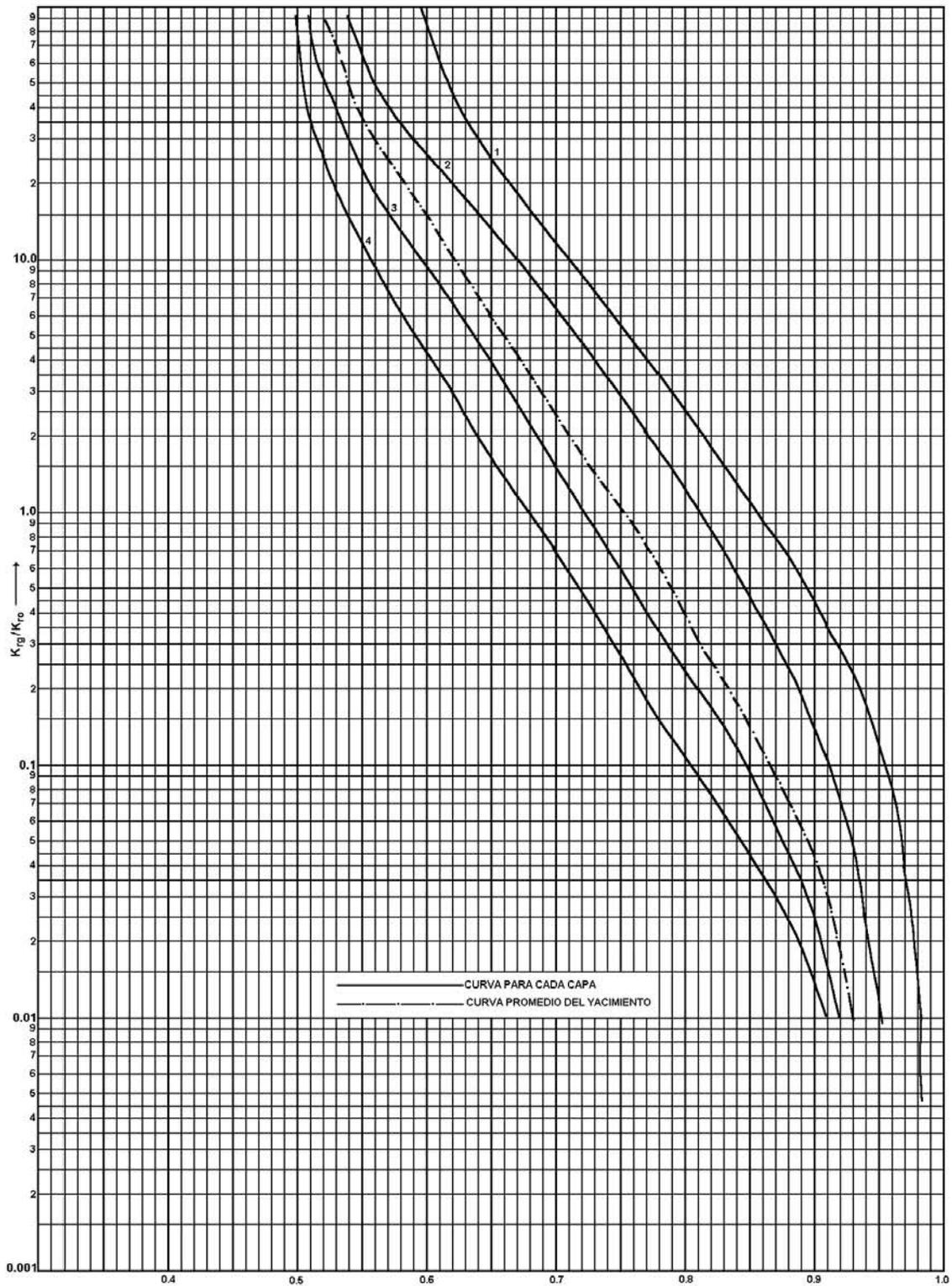


Figura 87. Curvas de relaciones de permeabilidades relativas vs Saturación de líquido

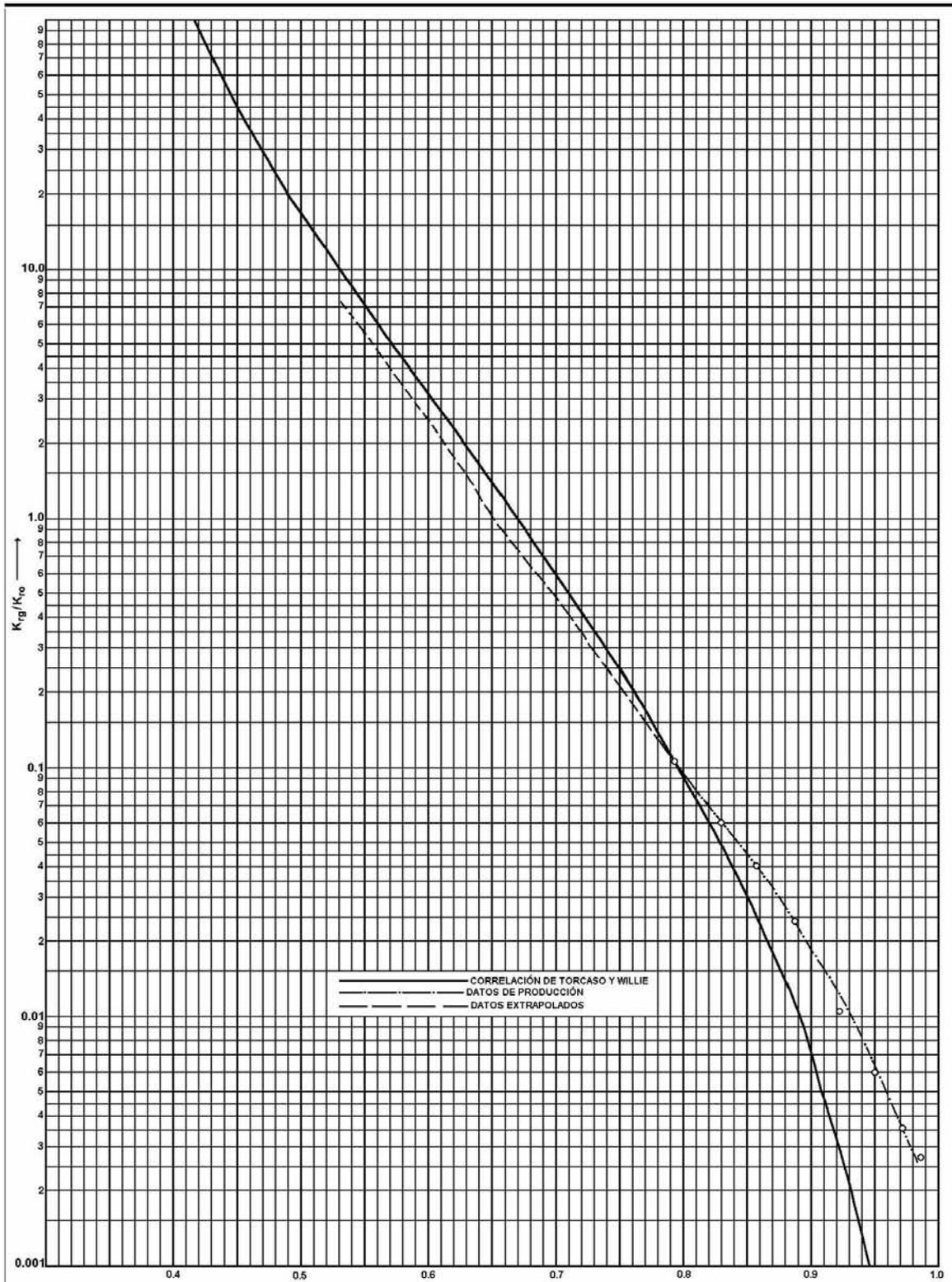


Figura 88. Grafica de relación de permeabilidades relativas contra saturación de líquido

---

**MÉTODO DE TRACY**

Tracy (1955) sugiere que la ecuación general de balance de materia, puede ser expresada en términos de tres funciones variables de PVT, la ecuación de Tracy es representada por conveniencia como:

$$N = N_p \Phi_o + G_p \Phi_g + (W_p B_w - W_e) \Phi_w \quad (6-60)$$

donde  $\Phi_o$ ,  $\Phi_g$  y  $\Phi_w$  son considerados relaciones PVT propiedades que son funciones de presión y definidas como:

$$\Phi_o = \frac{B_o - R_s B_g}{Den} \quad (6-61)$$

$$\Phi_g = \frac{B_g}{Den} \quad (6-62)$$

$$\Phi_w = \frac{1}{Den} \quad (6-63)$$

con:

$$Den = (B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) B_g + m B_{oi} \left[ \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right] \quad (6-64)$$

Para un yacimiento con empuje de gas disuelto la ecuación (6-60) y (6-64) son reducidas a las siguientes expresiones respectivas:

$$N = N_p \Phi_o + G_p \Phi_g \quad (6-65)$$

$$Den = (B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) B_g \quad (6-66)$$

Los cálculos de Tracy son representados en serie de caídas de presión a las condiciones conocidas del yacimiento y de las presiones previas del yacimiento  $P^*$ , se asume para el nuevo abatimiento de presión  $P$  el resultado calculado con la nueva presión del yacimiento que conviene conocer en la próxima caída de presión.

El progreso de las condiciones a cualquier presión  $P^*$  hasta la caída de presión del yacimiento, se considera que el incremento de aceite y gas producido, está dado por  $\Delta N_p$  y  $\Delta G_p$ , representados con las expresiones:

$$N_p = N_p^* + \Delta N_p \quad (6-67)$$

$$G_p = G_p^* + \Delta G_p \quad (6-68)$$

donde:

$N_p^*$ ,  $G_p^*$  = (conocida) producción de aceite y gas en la caída de presión  $P^*$

$N_p$ ,  $G_p$  = (no conocida) producción de aceite y gas acumulativa en la nueva caída de presión  $P$ .

Sustituyendo los valores de  $N_p$  y  $G_p$  de las ecuaciones (6-67) y (6-68) en la ecuación (6-65), para obtener la expresión:

$$N = (N_p^* + \Delta N_p) \Phi_o + (G_p^* + \Delta G_p) \Phi_g \quad (6-69)$$

Definiendo la relación instantánea medida entre la presión  $P^*$  y  $P$ :

$$(R)_{Pr omedio} = \frac{R^* + R}{2} \quad (6-70)$$

El incremento de la producción acumulativa de gas  $\Delta G_p$  puede ser aproximada con:

$$\Delta G_p = (R)_{Pr omedio} \Delta N_p \quad (6-71)$$

Reemplazando la ecuación (6-71) en la ecuación (6-69) se tiene:

$$N = [N_p^* + \Delta N_p] \Phi_o + [G_p^* + \Delta N_p (R)_{Pr omedio}] \Phi_g \quad (6-72)$$

Si la ecuación (6-72), se expresa para  $N=1$ , la producción acumulativa de aceite ( $N_p$ ) y el gas producido ( $G_p$ ) puede ser una fracción del aceite inicial en el yacimiento, reacomodando la ecuación (6-72), se tiene:

$$\Delta N_p = \frac{1 - (N_p^* \Phi_o + G_p^* \Phi_g)}{\Phi_o + (R)_{Pr omedio} \Phi_g} \quad (6-73)$$

Tracy sugiere los siguientes pasos para resolver la ecuación (6-73).

- . PASO 1. Seleccionar una presión media del yacimiento.
- .

- . PASO 2. Calcular los valores PVT y las fracciones  $\Phi_o$  y  $\Phi_g$ .
- . PASO 3. Estimar R en la presión P.
- . PASO 4. Calcular  $R_{Promedio}$  con la ecuación (6-70).
- . PASO 5. Calcular el incremento de la producción acumulativa de aceite ( $\Delta N_p$ ), con la ecuación (6-73)
- . PASO 6. Calcular la producción acumulativa de aceite ( $N_p$ ), con la expresión (6-67).
- . PASO 7. Calcular la saturación de aceite y gas utilizando la presión media del yacimiento con las ecuaciones:

$$S_o = (1 - S_{wi}) \left( 1 - N_p \left( \frac{B_o}{B_{oi}} \right) \right) \quad (6-74)$$

$$S_g = 1 - S_o - S_{wi} \quad (6-75)$$

- . PASO 8. Obtener la relación de permeabilidad relativa  $K_{rg}/K_{ro}$  en  $S_g$ .
- . PASO 9. Calcular R con la ecuación (6-7).
- . PASO 10. Comparar la R estimada en el paso 3 con la R que se calculó en el paso 9, si los valores obtenidos son de una tolerancia aceptable, se procede a realizar el siguiente paso. Si no es así, dentro de la tolerancia ajustar la R estimada igual a la R calculada y repetir el cálculo desde el paso 3.
- . PASO 11. Calcular la producción acumulativa del gas. Con la ecuación que surge de reemplazar la ecuación (6-71) en la ecuación (6-68). Para obtener la expresión:

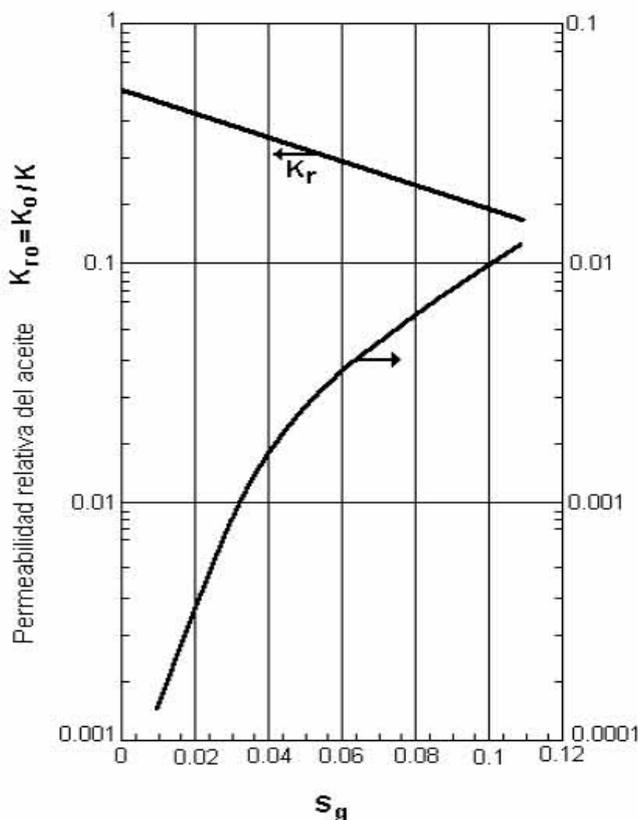
$$G_p = G_p^* + \Delta N_p (R)_{Promedio} \quad (6-76)$$

- . PASO 12. Puesto que los resultados de los cálculos son basados en 1 barril de aceite inicial en el yacimiento. Una revisión final en la precisión de la predicción se debe hacer en la ecuación de balance de materia o:

$$N_p \Phi_o + G_p \Phi_g = 1 \pm \text{tolerancia} \quad (6-77)$$

- . PASO 13. Repetir desde el paso 1.

**Ejemplo:** Los siguientes datos PVT son característicos de un yacimiento con empuje por gas en solución, los datos de permeabilidad relativa son mostrados en la figura 89.



**Figura 89.** Datos de la permeabilidad relativa para el ejemplo del método de Tracy

P [psi]	B <sub>o</sub>	B <sub>g</sub>	R <sub>s</sub>
435 <sup>o</sup>	1.43	6.9x10 <sup>-4</sup>	840
4150	1.420	7.1x10 <sup>-4</sup>	820
3950	1.395	7.4x10 <sup>-4</sup>	770
3750	1.380	7.8x10 <sup>-4</sup>	730
3550	1.360	8.1x10 <sup>-4</sup>	680
3350	1.345	8.5x10 <sup>-4</sup>	640

Tabla con los datos que requiere el ejercicio.  
 Datos adicionales:

$P_i = P_b = 4350$  [Psi]

$S_{wi} = 30\%$

$N = 15 \times 10^6$

Obtener la producción acumulativa del aceite y gas, para 3350 psi.

**Solución:**

Una sugerencia para los cálculos de Tracy es realizar los procesos en 4150 psi.

Paso 1. Calcular las funciones PVT con 4150 psi. Obteniendo el término Den con la ecuación (6-66), sustituyendo valores para tener:

$$Den = (1.42 - 1.43) + (840 - 820)(7.1 \times 10^{-4}) = 0.0042$$

Calcular  $\Phi_o$  y  $\Phi_g$ , con las ecuaciones (6-61) y (6-62)

$$\Phi_o = \frac{1.42 - (820)(7.1 \times 10^{-4})}{0.0042} = 199$$

$$\Phi_g = \frac{7.1 \times 10^{-4}}{0.0042} = 0.17$$

De la misma forma, estas variables son calculadas para todas las demás presiones dadas:

P	$\Phi_o$	$\Phi_g$
4350		
4150	199	0.17
3950	49	0.044
3750	22.6	0.022
3550	13.6	0.014
3350	9.42	0.010

Paso 2. Suponiendo un valor para R igual a 850 en 4150 [psi]. Utilizando la expresión (6-70), se obtiene:

$$(R)_{Pr\ omedio} = \frac{840 + 850}{2} = 845$$

Paso 4. Calcular  $\Delta N_p$  con la ecuación (6-73):

$$\Delta N_p = \frac{1 - 0}{199 + (845)(0.17)} = 0.00292$$

Paso 5. Calcular  $N_p$  sustituyendo datos en la ecuación (6-67), para obtener el valor.

$$N_p = 0 + 0.00292 = 0.00292$$

Paso 6. Obtener los valores de saturación para el aceite y gas por medio de las ecuaciones (6-74) y (6-75).

$$S_o = (1 - 0.00292) \left( \frac{1.42}{1.43} \right) (1 - 0.30) = 0.693$$

$$S_g = 1 - 0.3 - 0.693 = 0.007$$

Paso 7. Se determina la relación de la permeabilidad relativa  $K_{rg}/K_{ro}$ , de la figura 89 para obtener:

$$\frac{K_{rg}}{K_{ro}} = 8 \times 10^{-5}$$

Paso 8. Utilizando las viscosidades  $\mu_o = 1.7$  [cp]. y  $\mu_g = 0.023$  [cp]. Calcular R con la expresión(6-7)

$$R = 820 + \left( 8 \times 10^{-5} \right) \frac{(1.7)(1.42)}{(0.023)(7.1 \times 10^{-4})} = 903.96521$$

Lo que concuerda con el valor de R que se propuso.

Paso 9. Calcular la producción acumulativa del gas:

$$G_p = 0 + (0.00292)(850) = 2.48$$

#### MÉTODO DE MUSKAT

Muskat (1945) Expresó la ecuación de balance de materia para un yacimiento con empuje por caída de presión en la siguiente ecuación en forma diferencial:

$$\frac{dS_o}{dP} = \frac{\frac{S_o B_g}{B_o} \frac{dR_s}{dP} + \frac{S_o}{B_o} \frac{K_{rg}}{K_{ro}} \frac{\mu_o}{\mu_g} \frac{dB_o}{dP} + (1 - S_o - S_{wc}) B_g \frac{d\left(\frac{1}{B_g}\right)}{dP}}{1 + \frac{\mu_o}{\mu_g} \frac{K_{rg}}{K_{ro}}} \quad (6-78)$$

Con:

$$\Delta S_o = S_o^* - S_o \quad (6-80)$$

$$\Delta p = P^* - P \quad (6-81)$$

donde:

$S_o^*$ ,  $P^*$  = Saturación de aceite y presión promedio del yacimiento al inicio del paso de la presión.

$S_o$ ,  $P$  = Saturación de aceite y presión promedio del yacimiento al finalizar el paso del tiempo.

Craft, Hawkins y Terry (1991), sugieren que los cálculos se pueden mejorar si se facilita el uso de la computadora para realizar gráficas para la presión dependiendo de los grupos:

$$X(P) = \frac{B_g}{B_o} \frac{dR_s}{dP} \quad (6-82)$$

$$Y(P) = \frac{1}{B_o} \frac{\mu_o}{\mu_g} \frac{dB_o}{dP} \quad (6-83)$$

$$Z(P) = B_g \frac{d\left(\frac{1}{B_g}\right)}{dP} \quad (6-84)$$

Introduciendo la presión que depende de los términos de arriba en la ecuación (6-78), se tiene la expresión:

$$\left(\frac{\Delta S_o}{\Delta p}\right) = \frac{S_o X(P) + S_o \frac{K_{rg}}{K_{ro}} Y(P) + (1 - S_o - S_{wc}) Z(P)}{1 + \frac{\mu_o}{\mu_g} \frac{K_{rg}}{K_{ro}}} \quad (6-85)$$

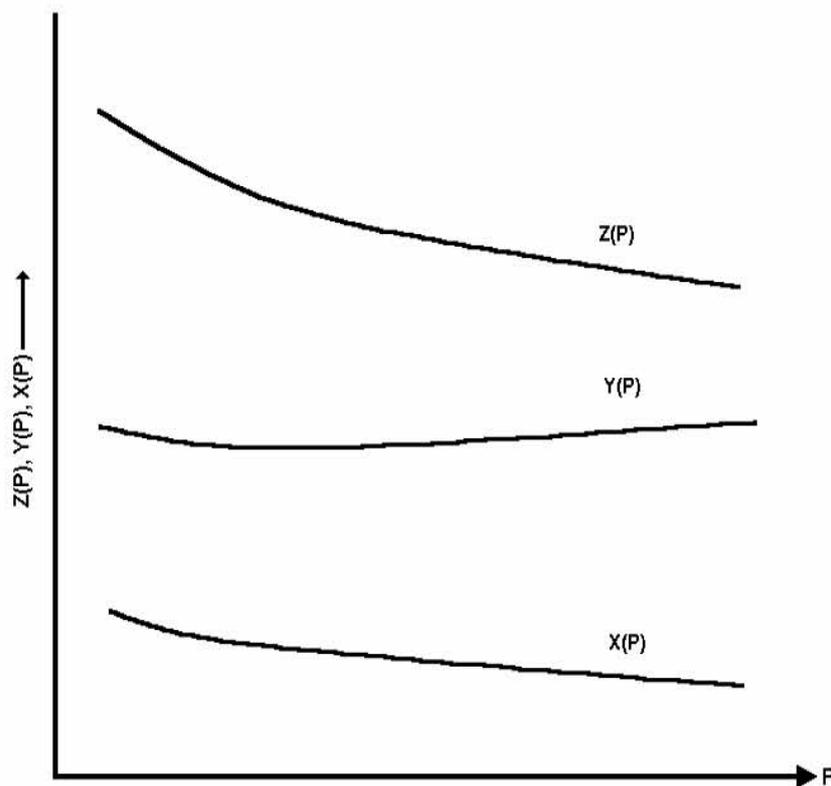
Craft, Hawkins y Terry (1991), proponen el siguiente procedimiento para resolver la ecuación de Muskat desde una caída de presión dada.

**PASO 1.** Realizar una gráfica de  $K_{rg}/K_{ro}$  vs saturación de gas.

**PASO 2.** Graficar  $R_s$ ,  $B_o$  y  $(1/B_g)$  vs Presión y determinar la pendiente de cada gráfica a la presión seleccionada,  $dB_o/dP$ ,  $dR_s/dP$  y  $d(1/B_g)/dP$ .

**PASO 3.** Calcular la presión dependiendo de los términos  $X(P)$ ,  $Y(P)$  y  $Z(P)$  que corresponden a la presión seleccionada en el paso 2.

**PASO 4.** Graficar la presión dependiendo de los términos como una función de la presión como se ilustra en la figura 90.



**Figura 90.** Términos dependientes de la presión vs Presión

**PASO 5.** Gráficamente determinar los valores de  $X(P)$ ,  $Y(P)$  y  $Z(P)$ , correspondientes a la presión  $P$ .

**PASO 6.** Resolver la ecuación (6-85) para obtener el valor de  $(\Delta S_o/\Delta p)$ , utilizando la saturación de aceite  $S_o^*$  al inicio de la caída de presión, en el intervalo  $P^*$ .

**PASO 7.** Determinar la saturación de aceite  $S_o$  con la presión promedio del yacimiento  $P$ .

**PASO 8.** Utilizar la  $S_o$  que se obtuvo en el paso anterior y la presión  $P$ , para volver a calcular  $(\Delta S_o/\Delta p)$ , con la ecuación (6-85).

**PASO 9.** Calcular el valor promedio para  $(\Delta S_o/\Delta p)$ , de los dos valores que se obtuvieron en el paso 6 y el paso 8 o:

$$\left(\frac{\Delta S_o}{\Delta p}\right)_{Pr\ omedio} = \frac{1}{2} \left[ \left(\frac{\Delta S_o}{\Delta p}\right)_{Paso\ 6} + \left(\frac{\Delta S_o}{\Delta p}\right)_{Paso\ 8} \right] \quad (6-86)$$

PASO 10. Utilizando  $(\Delta S_o/\Delta p)_{Promedio}$ , resolver para la saturación de aceite  $S_o$ :

$$S_o = S_o^* - (P^* - P) \left(\frac{\Delta S_o}{\Delta p}\right)_{Pr\ omedio} \quad (6-87)$$

PASO 11. Calcular la saturación de gas  $S_g$ .

PASO 12. Utilizando la ecuación de saturación, resolver para el volumen de aceite producido:

$$N_p = N \left[ 1 - \left(\frac{B_{oi}}{B_o}\right) \left(\frac{S_o}{1 - S_{wi}}\right) \right] \quad (6-88)$$

PASO 13. Calcular  $G_p$  utilizando las ecuaciones (6-69 y (6-70).

PASO 14. Repetir del paso 5 al paso 13 para las caídas de presión de interés.

### PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS CON EMPUJE DE GAS DISUELTO LIBERADO POR EL MÉTODO DE TARNER

Turner (1944) Sugiere una técnica iterativa para predecir el volumen de aceite producido ( $N_p$ ), y la el volumen de gas producido ( $G_p$ ); como una función de la presión del yacimiento. El método es basado en resolver simultáneamente la ecuación de balance de materia y la ecuación de la relación gas-aceite instantánea dada por una caída de presión del yacimiento desde  $P_1$  a  $P_2$ . Esto es conforme se asume que el volumen de aceite producido y gas ha aumentado de  $N_{p1}$  y  $G_{p1}$  a  $N_{p2}$  y  $G_{p2}$ . Para simplificar la descripción del procedimiento iterativo propuesto El siguiente cálculo es determinado por una saturación de aceite. volumétrico del yacimiento. El método de Turner puede ser extendido para predecir el comportamiento volumétrico del yacimiento bajo diferentes mecanismos de empuje.

*Paso 1.* Seleccionar una presión futura  $P_2$  del yacimiento menor que la presión inicial  $P_1$  y obtener los datos PVT necesarios. Suponer que el volumen de aceite producido ( $N_p$ ) ha aumentado de  $N_{p1}$  a  $N_{p2}$ . Se debe registrar que  $N_{p1}$  y  $G_{p1}$  son establecidos igual a cero con la presión inicial del yacimiento en la presión del punto de burbujeo.

*Paso 2.* Estimar o suponer el volumen de aceite producido  $N_{p2}$  en  $P_2$ .

*Paso 3.* calcular el volumen de gas producido  $G_{p2}$ , acomodando la ecuación de balance de materia:

$$G_{p2} = N \left[ (R_{si} - R_s) - \frac{B_{oi} B_o}{B_g} \right] - N_{p2} \left[ \frac{B_o}{B_{oi}} - R_s \right] \quad (6-89)$$

Equivalente, sobre la relación que puede ser expresada en términos del factor de volumen de la fase mixta  $B_t$  como:

$$G_{p_2} = \frac{N(B_t - B_{ti}) - N_{p_2}(B_t - R_{si}B_g)}{B_g} \quad (6-90)$$

*Paso 4.* Calcular la saturación de aceite y gas asumida en el volumen de aceite producido ( $N_{p_2}$ ) y la presión de yacimiento seleccionada ( $P_2$ ) aplicando las ecuaciones:

$$S_o = (1 - S_{wi}) \left[ 1 - \frac{N_{p_2}}{N} \right] \left( \frac{B_o}{B_{oi}} \right) \quad (6-91)$$

$$S_g = 1 - S_o - S_{wi} \quad (6-92)$$

*Paso 5.* Usando los datos de permeabilidad relativa disponibles, determinar la relación de permeabilidad relativa  $K_{rg}/K_{ro}$  que corresponde a la saturación de gas en  $P_2$  y registrar la relación gas-aceite instantánea en  $P_2$  de la expresión queda como la ecuación (6-7).

Se debe notar que todos los datos PVT en la expresión deben ser evaluados con la presión estimada del yacimiento  $P_2$ .

*Paso 6.* Nuevamente se calcula el volumen de gas producido  $G_{p_2}$  en  $P_2$  aplicando la ecuación:

$$G_p = \sum_0 (R)_{media} \Delta N_p \quad (6-93)$$

o bien:

$$G_{p_2} = (G_{p_1}) + \left[ \frac{R_1 + R_2}{2} \right] (N_{p_2} - N_{p_1}) \quad (6-94)$$

para lo cual  $R_1$  representa la relación gas-aceite instantánea en  $P_1$ .

Si  $P_1$  representa la presión inicial del yacimiento, entonces se pone  $R_1=R_{si}$

*Paso 7.* La producción total de gas  $G_{p_2}$  durante la predicción del primer periodo es calculado por la ecuación de balance de materia y es comparada para la producción total de gas, con el calculado por la ecuación R. Estas dos ecuaciones dan la producción total de gas con dos métodos independientes.

Por lo tanto si el volumen de gas producido  $G_{p_2}$  que se calculó en el paso 3 coincide con el valor del paso 6, entonces el valor supuesto de  $N_{p_2}$  es correcto y una nueva presión puede ser seleccionada y el paso 1 por medio del paso 6 es repetido. De otra manera, se asume otro valor de  $N_{p_2}$  y se repite el paso 2 hasta el paso 6.

**Paso 8.** Para simplificar este proceso iterativo, 3 valores de  $N_p$  pueden ser dados, los cuales producen 3 soluciones diferentes del volumen de gas producido para cada una de las ecuaciones (relación gas-aceite instantánea y de la ecuación de balance de materia). Cuando los valores calculados de  $G_{p2}$  son graficados vs los valores propuestos de  $N_{p2}$ , dando como resultado dos curvas (una representa el resultado del paso 3 y la otra el resultado del paso 5) que se interceptan.

Esta intersección indica la producción acumulativa del gas que satisface ambas ecuaciones.

### ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIA COMO UNA ECUACIÓN DE UNA LINEA RECTA

Una comprensión general dentro de la ecuación (6-95), la cual representa la ecuación de balance de materia, puede ser aprovechada si se considera el significado físico del siguiente grupo de términos.

- \*  $N_p [B_o + (R_p - R_s) B_g]$  Representa el volumen de aceite y gas producido.
- \*  $[W_e - W_p B_w]$  Hace referencia a la entrada neta de agua al yacimiento.
- \*  $[G_{inj} B_{ginj} + W_{inj} B_w]$  Este término representa la inyección de fluidos al yacimiento para un mantenimiento de presión.
- \*  $\left[ m B_{oi} \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \right]$  Representa la expansión total del casquete de gas.

$$N = \frac{N_p [B_o + (R_p - R_s) B_g] - (W_e - W_p B_w) - G_{iny} B_{giny} - W_{iny} B_{wi}}{(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) B_g + m B_{oi} \left[ \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right] + B_{oi} (1 + m) \left[ \frac{S_{wi} C_w + C_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta p} \quad (6-95)$$

Esencialmente hay tres elementos desconocidos en la ecuación (6-95):

- a) El volumen original de aceite (N).
- b) La entrada de agua ( $W_e$ ).
- c) El tamaño original de la capa de gas comparada con el tamaño de la zona de aceite.

Desarrollando un método para determinar los tres elementos desconocidos mencionados anteriormente. Havlena y Odeh (1963) expresan la ecuación (6-95) en la siguiente forma:

$$\begin{aligned} N_p [B_o + (R_p - R_s) B_g] + W_p B_w = N [(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) B_g] \\ + m N B_{oi} \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + N (1 + m) B_{oi} \left[ \frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 + S_{wi}} \right] \Delta p \\ + W_e + W_{iny} B_w + G_{iny} B_{giny} \end{aligned} \quad (6-96)$$

Havlena y Odeh expresan la ecuación (6-96) en una forma más condensada como:

$$F = N [E_o + m E_g + E_{f,w}] + (W_e + W_{iny} B_w + G_{iny} B_{giny}) \quad (6-97)$$

Para los propósitos de simplificación, no hay mantenimiento de presión por inyección de gas o de agua la relación (6-97) puede ser simplificada y escrita como:

$$F = N[E_o + mE_g + E_{f,w}] + W_e \quad (6-98)$$

En la cual los términos son definidos por las siguientes relaciones:

- $F$  representa el término de extracción o los fluidos producidos del yacimiento, y esta dado por:

$$F = N_p[B_o + (R_p - R_s)B_g] + W_p B_w \quad (6-99)$$

En términos del factor de volumen de las dos fases ( $B_t$ ) la ecuación (6-99) se escribe como:

$$F = N_p[B_t + (R_p - R_{si})B_g] + W_p B_w \quad (6-100)$$

- $E_o$  describe la expansión del aceite y su gas disuelto original y es expresado en términos del factor de volumen del aceite como:

$$E_o = (B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s)B_g \quad (6-101)$$

o equivalente en términos de  $B_t$ :

$$E_o = B_t - B_{ti} \quad (6-102)$$

- $E_g$  es el término que describe la expansión del casquete de gas y es definido por la siguiente expresión:

$$E_g = B_{oi} \left[ \left( \frac{B_g}{B_{gi}} \right) - 1 \right] \quad (6-103)$$

En términos del factor de volumen de formación de las dos fases ( $B_t$ ), dado que  $B_{ti} = B_{oi}$  o:

$$E_g = B_{ti} \left[ \left( \frac{B_g}{B_{gi}} \right) - 1 \right] \quad (6-104)$$

\*  $E_{f,w}$  representa la expansión del agua de formación inicial y la reducción en el volumen de poros y esta dada por la ecuación:

$$E_{f,w} = (1 + m)B_{oi} \left[ \frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta p \quad (6-105)$$

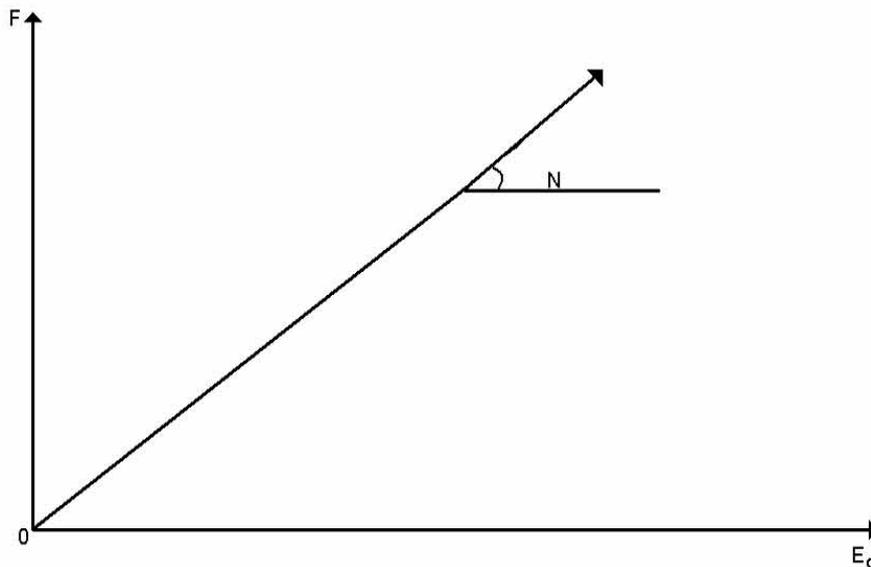
Havlena y Odeh revisaron algunos casos de diferentes tipos de yacimientos con la ecuación (6-98) y señalaron que la relación se modificó en la forma de línea recta, es decir, que sus términos tomen la forma de la ecuación de una línea recta.

$$y = mx + b \quad (6-106)$$

Por ejemplo, en el caso de un yacimiento el cual no tiene inicialmente capa de gas ( $m = 0$ ) o entrada de agua ( $W_e = 0$ ), una insignificante compresibilidad de la formación y compresibilidad de agua la ecuación (6-98) se reduce a:

$$F = NE_o$$

La expresión anterior indica que en una gráfica del parámetro ( $F$ ) como una función del parámetro de la expansión de aceite ( $E_o$ ), al graficar los valores se producirá una línea recta con una pendiente ( $N$ ) e intercepción igual a cero, como se muestra en la figura 91.



**Figura 91.** Grafica de F vs  $E_o$

El método para la solución de una ecuación de balance de materia en forma de línea recta requiere de la participación de un grupo de variables vs otro grupo de variables, seleccionadas y dependiendo de los mecanismos de producción con los cuales el yacimiento se encuentra produciendo. El aspecto más importante de este método de solución es el significado que sigue la secuencia de los puntos graficados, así como la forma de obtener el resultado a través de los resultados de la gráfica.

### YACIMIENTO DE ACEITE BAJOSATURADO

Se supone que no hay entrada de agua ni casquete de gas, por lo que la ecuación de balance de materia en forma de línea recta está expresada por la ecuación (6-98).

Algunos términos de la ecuación (6-98) podrían desaparecer si las condiciones relacionadas con los mecanismos de empuje en el yacimiento así lo imponen. Para un yacimiento volumétrico y bajosaturado las condiciones asociadas para los mecanismos de empuje son:

- \*  $W_e = 0$ , puesto que el yacimiento es volumétrico.
- \*  $m = 0$ , puesto que el yacimiento es bajosaturado.
- \*  $R_s = R_{si} = R_p$ , puesto que la producción de gas es la que se encuentra disuelta en el aceite producido del yacimiento.

Aplicando las condiciones anteriormente mencionadas a la ecuación (6-98), se tiene:

$$F = N(E_o + E_{f,w}) \quad (6-107)$$

o también:

$$N = \frac{F}{E_o + E_{f,w}} \quad (6-108)$$

por lo que:

$N$  = volumen de aceite inicial en el yacimiento.

$$F = N_p B_o + W_p B_w$$

$$E_o = B_o - B_{oi}$$

$$E_{f,w} = B_{oi} \left[ \frac{C_w S_w + C_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta p$$

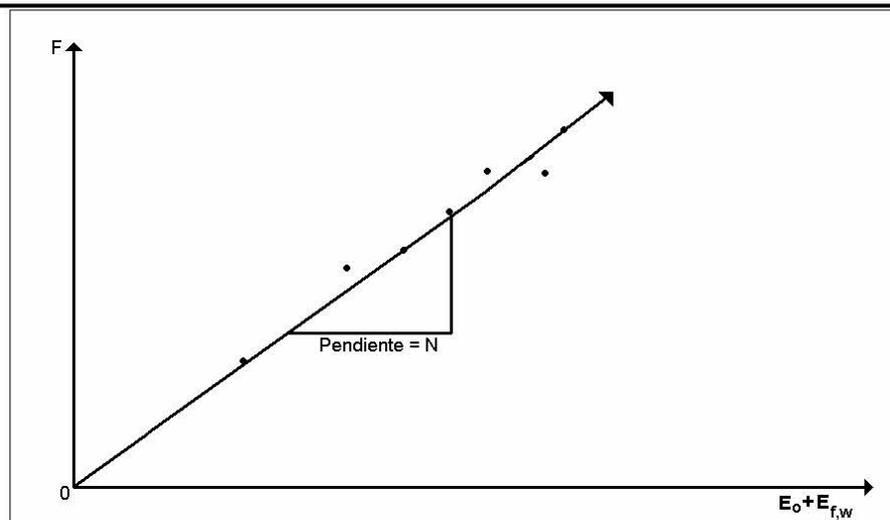
$$\Delta p = P_i - \bar{P}$$

$P_i$  = Presión inicial del yacimiento.

$\bar{P}$  = Presión promedio del yacimiento.

Cuando un nuevo campo es descubierto, una de las primeras tareas del ingeniero de yacimientos, es determinar si el yacimiento puede ser clasificado como un yacimiento volumétrico  $W_e = 0$ .

La representación gráfica para este tipo de yacimientos es:



**Figura 92.** Gráfica de F vs  $E_o + E_{f,w}$  para yacimiento de aceite bajosaturado

#### YACIMIENTO DE ACEITE VOLUMETRICAMENTE SATURADO.

Un yacimiento de aceite que existe originalmente a la presión de burbujeo. El principal mecanismo de empuje en este tipo de yacimientos, resulta de la liberación y la expansión de la solución de gas, así como la caída de presión debajo del punto de burbujeo. La única incógnita de un yacimiento de aceite saturado es el volumen inicial de aceite en el yacimiento ( $N$ ). Asumiendo que es insignificante la expansión de el agua y la roca ( $E_{f,w}$ ), comparado con la expansión del gas en solución, la ecuación (6-98) se reduce a:

$$F = NE_o \quad (6-109)$$

Donde  $F$  es el volumen de hidrocarburos y agua producidos y la expansión del aceite  $E_o$  fueron definidos por las ecuaciones (6-99) y (6-101) o por las ecuaciones (6-100) y (6-102).

La ecuación (6-109) de una gráfica del volumen producido ( $F$ ) son datos reales y son valores usados en la producción del yacimiento, como una función de la expansión inestable del término  $E_o$ , el resultado debe ser una línea recta que cruce por el origen con una pendiente igual a  $N$ .

La técnica de interpretación es útil en lo que respecta a, si una relación lineal simple como la ecuación (6-109) es esperada para un yacimiento. Pero si la ecuación al ser graficada resulta que no es lineal, se puede suponer que hay entrada de agua en el yacimiento, lo cual ayuda a mantener la presión.

#### YACIMIENTOS CON CASQUETE DE GAS

Para un yacimiento con mecanismo de empuje debido a la expansión por casquete de gas y supone que la entrada de agua natural es insignificante ( $W_e = 0$ ), por lo que el efecto de agua y compresibilidad de poros se puede considerar insignificante. Bajo estas condiciones, la ecuación de balance de materia de Havlena y Odeh, es expresada como:

$$F = N[E_o + mE_g] \quad (6-110)$$

donde  $E_g$  es definido por la ecuación (6-103).

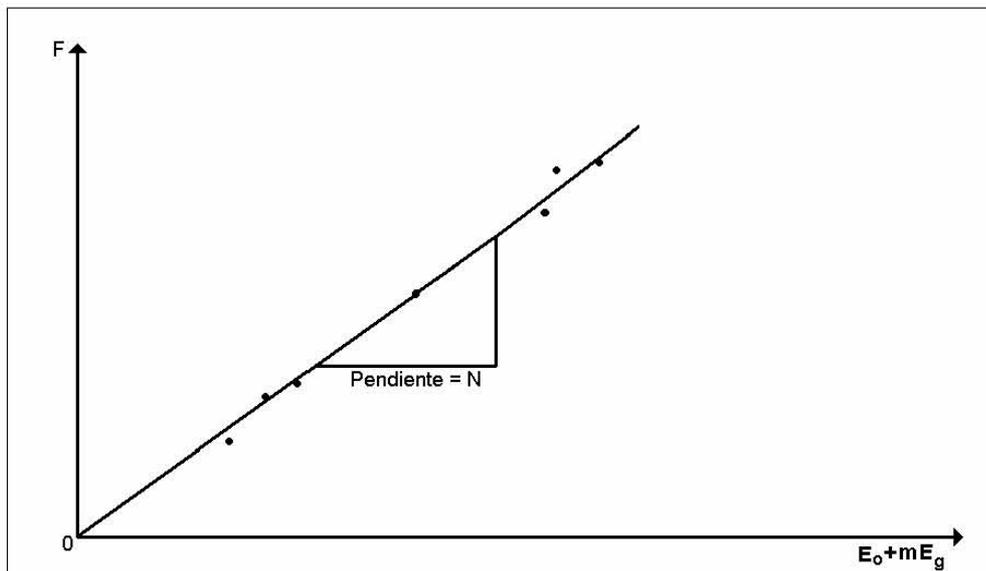
La manera en la que la ecuación (6-110) puede ser usada, depende del número de incógnitas en la ecuación. Hay tres incógnitas posibles en la ecuación (6-110):

- N es desconocida, m es conocida.
- m es desconocida, N es conocida.
- m y N son desconocidas.

a) N *Desconocida* y se conoce m

La ecuación (6-110) indica la representación gráfica de F versus  $(E_o+mE_g)$  en un plano cartesiano que origina una línea recta que pasa por el origen con una pendiente igual a N, como lo muestra la figura 93. Al hacer la gráfica, separando F, se puede calcular para varios tiempos como una función de los términos de producción  $N_p$  y  $R_p$ .

Conclusión: N = pendiente



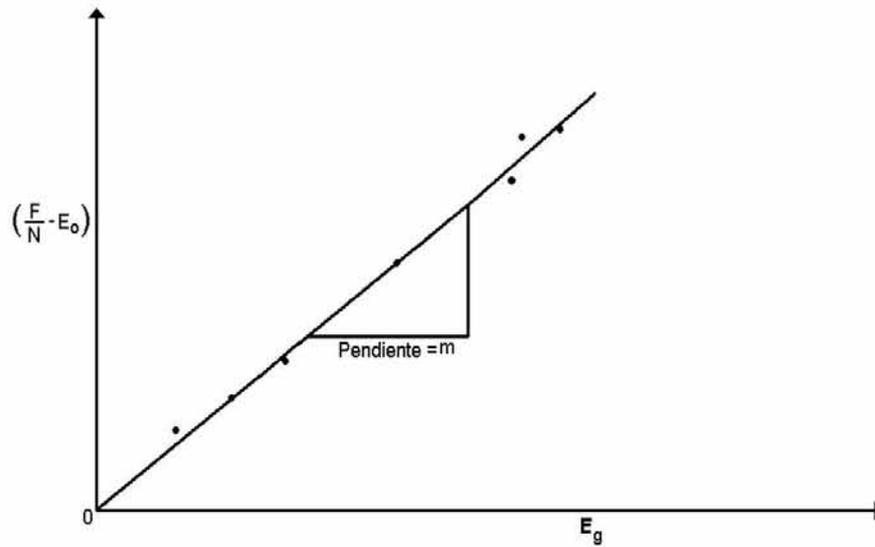
**Figura 93.** Gráfica F vs  $E_o+mE_g$

b) m *Desconocida* y N conocida

La ecuación (6-109) puede arreglarse como una ecuación de línea recta para dar:

$$\left( \frac{F}{N} - E_o \right) = mE_g \quad (6-111)$$

La ecuación (6-111) muestra la gráfica con los términos  $(F/N-E_o)$  vs  $E_g$  generará una línea recta con una pendiente igual a m. La ventaja de este arreglo es que la línea recta debe pasar a través del origen, el cual actúa como un punto de control la gráfica se muestra en la figura 94.



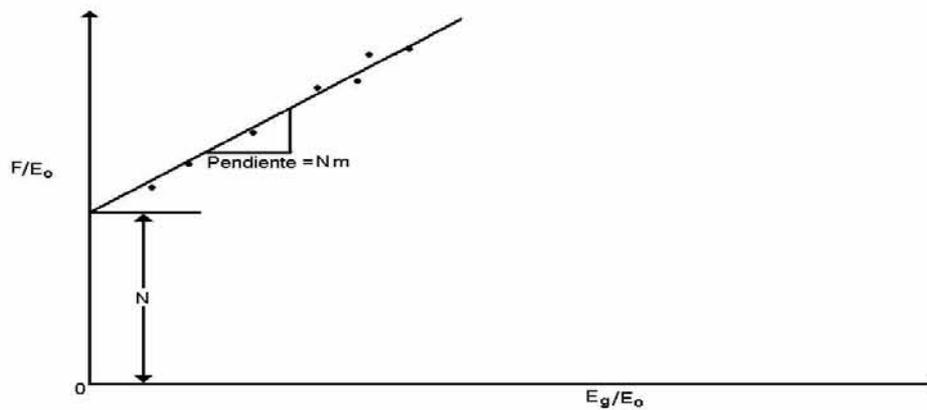
**Figura 94.** Gráfica  $[(F/N) - E_0]$  vs  $E_g$

c)  $N$  y  $m$  son desconocidas

Si hay incertidumbre en los valores de  $N$  y  $m$ , la ecuación (6-110) se expresa como:

$$\frac{F}{E_0} = N + mN \left( \frac{E_g}{E_0} \right) \quad (6-112)$$

Una gráfica de  $F/E_0$  vs  $E_g/E_0$  debe generar una línea recta con la intercepción de  $N$  y como pendiente  $mN$ , esta gráfica es mostrada por la figura 95.



**Figura 95.** Gráfica  $F/E_0$  vs  $E_g/E_0$

---

Havlena y Odeh han descrito la técnica de la aplicación de la ecuación de balance de materia en forma de línea recta, donde se puede llegar a la solución de la ecuación en forma gráfica. También se ha mostrado el proceso que se ha seguido para los yacimientos con diferentes tipos de fluido almacenado.

## CONCLUSIONES

Como el lector habrá notado, dentro del texto se maneja la palabra *standard*, palabra que es muy usual dentro de la Ingeniería Petrolera, la cual indica que los fluidos se encuentran a las condiciones de presión y temperatura de superficie, esta palabra nos sirve para diferenciar las condiciones que se tienen en el yacimiento. Es importante señalar que a pesar de que la *Real Academia de la Lengua Española* dicha palabra sería escrita correctamente como *estándar*, aquí se aplica la palabra *standard* como se ha venido aplicando a lo largo de estos años en el área petrolera.

Como este trabajo de tesis es con fines de tener un material escrito didáctico, sin duda es perfectible y se recomienda hacer las mejoras que amerite y se crean necesarias, probablemente esto se pueda dar a través de las experiencias y de los problemas que puedan surgir en la materia de Comportamiento de Yacimientos con el fin de ayudar en una mejor comprensión de la asignatura.

El material presentado es suficiente para apoyar en la exposición del contenido temático ante el grupo, y además, ser materia de estudio en casa por parte del alumno.

Cabe hacer mención que en el material, falta anexar, a juicio del profesor, artículos técnicos con aplicaciones de campo y aplicar los conocimientos de la asignatura en simuladores matemáticos con tecnología de punta con los que cuenta el Laboratorio de Cómputo Especializado de la División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra.

A pesar de que en la actualidad se ha incorporado tecnología de vanguardia en la Industria del Petróleo, los métodos para el cálculo del volumen de hidrocarburos contenidos en el yacimiento han perdurado sobre el paso del tiempo, ya que podrán surgir nuevas herramientas y se contará con los programas de cómputo más avanzados, pero las técnicas que se vienen usando desde mucho tiempo atrás han prevalecido y siguen vigentes, todo gracias a los resultados confiables que arrojan cada uno de los métodos, y a su aplicación práctica. Es importante señalar que para la buena obtención de resultados confiables, es necesario el buen criterio o buen juicio del ingeniero de yacimientos para aplicar las herramientas con las que cuenta o decida utilizar.

La elaboración de este trabajo se ha hecho con el mayor cuidado, por lo que se ha recurrido a la ayuda de personal especializado en la materia que realizó una revisión minuciosa sobre el contenido de cada capítulo presentado. Así como la redacción y ortografía. Todo esto con la finalidad de presentar un trabajo confiable y de calidad, por lo que es importante manifestar que ninguno de ellos tiene parte alguna en los errores que se hayan podido deslizar en la elaboración de este trabajo.

## APÉNDICE

### SÍMBOLOS

### UNIDADES

$A$	Área	$m^2$
$B_g$	Factor de volumen del gas ( $B_g < 1$ )	$\frac{m_g^3 @C.Y.}{m_g^3 @C.S.}$
$B_o$	Factor de volumen del aceite ( $B_o > 1$ )	$\frac{m_o^3 @C.Y.}{m_o^3 @C.S.}$
$B_t$	Factor de volumen de las dos fases	$\frac{m_{(o+gd+gl)}^3 @C.Y.}{m_o^3 @C.S.}$
$B_w$	Factor de volumen del agua	$\frac{m_w^3 @C.Y.}{m_w^3 @C.S.}$
$c$	Constante	
$C$	Compresibilidad	$\left(\frac{kg}{cm^2}\right)^{-1}$
$C_f$	Compresibilidad de la formación	$\left(\frac{kg}{cm^2}\right)^{-1}$
$C_g$	Compresibilidad del gas	$\left(\frac{kg}{cm^2}\right)^{-1}$
$C_o$	Compresibilidad del aceite	$\left(\frac{kg}{cm^2}\right)^{-1}$
$C_w$	Compresibilidad del agua	$\left(\frac{kg}{cm^2}\right)^{-1}$
$D$	Profundidad	$m$
$E$	Expansión	$m^3$
$E_v$	Eficiencia volumétrica	
$g$	Aceleración de la gravedad	$\frac{m}{seg^2}$

CONCEPTOS BÁSICOS DEL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS

$G$	Volumen original de gas libre @ C.S.	$m^3$
$G_p$	Volumen acumulativo de gas producido @ C.S.	$m^3$
$H$	Espesor bruto del yacimiento	$m$
$h$	Espesor neto del yacimiento	$m$
$i$	Gasto de inyección	$m^3/día$
$J$	Índice de productividad	$\frac{(m_o^3/día)}{(kg/cm^2)}$
$J_s$	Índice de productividad específico	$\frac{(m_o^3/día)}{(kg/cm^2)(m)}$
$K$	Permeabilidad absoluta	Darcy
$K_g$	Permeabilidad efectiva al gas	Darcy
$K_o$	Permeabilidad efectiva al aceite	Darcy
$K_w$	Permeabilidad efectiva al agua	Darcy
$K_{rg}$	Permeabilidad relativa al gas	
$K_{ro}$	Permeabilidad relativa al aceite	
$K_{rw}$	Permeabilidad relativa al agua	
$L$	Longitud	$m$
$ln$	Logaritmo natural (base e)	
$log$	Logaritmo decimal (base 10)	
$M$	Peso molecular	$Kg/mol - lb$

$m$	Masa	$gr$
$m$	Relación del volumen original de gas @ C.Y. Con respecto al volumen original de aceite @ C. Y.	$\frac{m_g^3 @C.Y.}{m_o^3 @C.Y.}$
$m_p$	Relación del volumen de poros de la capa original de gas al volumen de poros de la zona de aceite	$\frac{m^3}{m^3}$
$m_s$	Relación del volumen de poros de la capa de gas secundaria a la de la zona de aceite a cualquier tiempo.	$\frac{m^3}{m^3}$
$n$	Número de pozos.	
$N$	Volumen original de aceite @ C.S.	$m_o^3 @C.S.$
$N_b$	Volumen original de aceite a Pb y Ty @ C.S.	$m_o^3 @C.S.$
$N_p$	Producción acumulativa de aceite @ C.S.	$m_o^3 @C.S.$
$P$	Presión	$\frac{kg}{cm^2}$
$P_b$	Presión de burbujeo o de saturación	$\frac{kg}{cm^2}$
$P_e$	Presión estática del yacimiento	$\frac{kg}{cm^2}$
$P_i$	Presión inicial	$\frac{kg}{cm^2}$
$\bar{P}$	Presión media del yacimiento	$\frac{kg}{cm^2}$
$P_c$	Presión crítica	$\frac{kg}{cm^2}$
$P_{pc}$	Presión pseudocrítica.	$\frac{kg}{cm^2}$
$P_{pr}$	Presión pseudoreducida	

CONCEPTOS BÁSICOS DEL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS

$P_{wf}$	Presión de fondo fluyendo	$\text{kg}/\text{cm}^2$
$P_{ws}$	Presión de fondo cerrado	$\text{kg}/\text{cm}^2$
$q$	Gasto (ritmo) de producción	$\text{m}^3/\text{día}$
$q_g$	Gasto de gas	$\text{m}_g^3/\text{día}$
$q_o$	Gasto de aceite	$\text{m}_o^3/\text{día}$
$q_w$	Gasto de agua	$\text{m}_w^3/\text{día}$
$r_e$	Radio de drene del pozo	$m$
$r_i$	Radio de invasión	$m$
$r_w$	Radio del pozo	$m$
$R$	Constante universal de los gases	$L - \text{atm}/^\circ\text{K} - \text{mol}$
$R$	Radio de drene del acuífero	$\text{pies}$
$R$	Relación gas aceite instantánea	$\text{m}_g^3/\text{m}_o^3$
$R_p$	Razón de aceite acumulativa ( $R_p=G_p/N_p$ )	$\text{m}_g^3/\text{m}_o^3$
$R_s$	Razón gas disuelto-aceite	$\text{m}_g^3/\text{m}_o^3$
$R_{sw}$	Razón gas disuelto-agua	$\text{m}_g^3/\text{m}_w^3$
$R_{ew}$	Radio externo del acuífero	
$R_w$	Radio interno del acuífero	$m$

---

$S$	Saturación	$\frac{m_f^3}{m_{poros}^3}$
$S_f$	Saturación de fluidos	$\frac{V_f @C.Y.}{V_p @C.Y.}$
$S_g$	Saturación de gas	$\frac{m_g^3 @C.Y.}{m_{poros}^3}$
$S_{gc}$	Saturación de gas crítica	$\frac{m_g^3 @C.Y.}{m_{poros}^3}$
$S_{gr}$	Saturación de gas residual	$\frac{m_g^3 @C.Y.}{m_{poros}^3}$
$S_o$	Saturación de aceite	$\frac{m_o^3 @C.Y.}{m_{poros}^3}$
$S_{oc}$	Saturación de aceite crítica	$\frac{m_o^3 @C.Y.}{m_{poros}^3}$
$S_{or}$	Saturación de aceite residual	$\frac{m_o^3 @C.Y.}{m_{poros}^3}$
$S_w$	Saturación de agua	$\frac{m_w^3 @C.Y.}{m_{poros}^3}$
$S_{wi}$	Saturación de agua inicial	$\frac{m_w^3 @C.Y.}{m_{poros}^3}$
$S_{gi_{zig}}$	Saturación de gas inicial en la zona invadida de gas	$\frac{m_g^3}{m_p^3}$
$S_{oi_{cg}}$	Saturación de aceite inicial en la capa de gas	$\frac{m_o^3}{m_p^3}$
$S_{or_{zig}}$	Saturación de aceite residual en la zona invadida de gas	$\frac{m_o^3}{m_p^3}$

---

$S_{or_{znl}}$	Saturación de aceite residual en la zona no invadida	$\frac{m_o^3}{m_p^3}$
$S_{or_{zi}}$	Saturación de aceite residual en la zona invadida	$\frac{m_o^3}{m_p^3}$
$S_{o_{ziw}}$	Saturación de aceite en la zona invadida con agua	$\frac{m_o^3}{m_p^3}$
$S_{w_{ziw}}$	Saturación de agua en la zona invadida de agua	$\frac{m_w^3}{m_p^3}$
S.G.	Densidad relativa del gas (aire=1)	
$t$	Tiempo	días
$\bar{t}$	Tiempo adimensional o número de periodos de explotación	
$t_D$	Tiempo adimensional	
$T$	Temperatura	°C
$T_c$	Temperatura crítica	°K
$\rho T_c$	Temperatura pseudo-crítica	°K
$T_R$	Temperatura reducida	
$\rho T_r$	Temperatura pseudo-reducida	
$V$	Volumen	$m^3$
$V_b$	Volumen bruto (total) de roca	$m^3$
$V_s$	Volumen de sólidos	$m^3$
$V_{or}$	Volumen de aceite residual	$m^3$
$V_{o_{zig}}$	Volumen de aceite en la zona invadida de gas	$m^3$
$V_{o_{ziw}}$	Volumen de aceite en la zona invadida de agua	$m^3$

$V_{O_{zni}}$	Volumen de aceite en la zona no invadida	$m^3$
$V_p$	Volumen de poros	$m^3$
$V_{p_{zig}}$	Volumen de poros en la zona invadida por gas	$m^3$
$V_{p_{zni}}$	Volumen de poros en la zona no invadida	$m^3$
$V_r$	Volumen de roca	$m^3$
$V_s$	Volumen de solidos	$m^3$
$W$	Volumen de agua en el acuífero	$m^3$
$W_e$	Entrada acumulativa de agua al yacimiento @ c.y.	$m^3$
$W_i$	Volumen acumulativo de agua inyectado @ c.s.	$m^3$
$W_p$	Producción acumulativa de agua @ c.s.	$m^3$
$Z$	Factor de compresibilidad del gas	
$\gamma$	Densidad relativa	
$\phi$	Porosidad	$m^3 \text{ poros} / m^3 \text{ roca}$
$\mu$	Viscosidad	centipoises
$\mu_o$	Viscosidad del aceite	centipoises
$\mu_g$	Viscosidad del gas	centipoises
$\mu_w$	Viscosidad del agua	centipoises
$\lambda$	Movilidad	milidarcys / centipoises
$\rho$	Densidad	$g / cm^3$
$\rho_o$	Densidad del aceite	$g / cm^3$

---

$\rho_g$	Densidad del gas	$\frac{g}{cm^3}$
$\rho_w$	Densidad del agua	$\frac{g}{cm^3}$
$\sigma$	Tensión superficial	

## SÍMBOLOS

@C.e.: Medido a condiciones de escurrimiento.

@C.S.: Medido a condiciones estándar (o superficiales).

@C.Y.: Medido a condiciones de yacimiento.

## SUBÍNDICES

<i>a</i>	Atmosférica; aire.
<i>b</i>	Burbujeo o saturación.
<i>c</i>	Critica, congénita.
<i>d</i>	Disuelto.
<i>D</i>	Adimensional.
<i>f</i>	Fluidos, fluyendo, formación.
<i>g</i>	Gas.
<i>i</i>	Inicial, invadido.
<i>l</i>	Lavado, libre.
<i>m</i>	Segregación.
<i>o</i>	Aceite
<i>p</i>	Producción acumulativa, poros.
<i>r</i>	Residual, reducido.
<i>t</i>	Total.
<i>w</i>	Agua.
C.S.	Condiciones estándar.
<i>y</i>	Yacimiento.
<i>z</i>	Zona.
1	Indica las condiciones iniciales de un periodo de explotación.
2	Indica las condiciones finales de un periodo de explotación.

**CONSTANTES**

Condiciones base (c. s.)	14.7 lb/pg <sup>2</sup> y 60°F
Temperatura absoluta correspondiente a 0 °F	460 °R
Peso molecular medido del aire seco	28.97
Volumen de 1 mole-gr de gas a c. s.	22.414 lt.
Volumen de 1 mol-lb de gas a c. s.	379.4 pies <sup>3</sup>
Densidad del agua @ c. s.	62.4 lb/pie <sup>3</sup>
Densidad del aire @ c. s.	0.0765 lb/pie <sup>3</sup>
Carga hidrostática de 1 pie de agua a 60 °F	0.433 lb/pg <sup>2</sup>
R=82.05 (atm-cm <sup>3</sup> )/(°K mole-gr)	
R=10.73 (lb/pg <sup>2</sup> -pie <sup>3</sup> )/(°R mole-lb)	

**TABLA 1 AREAS (A)**

<sup>A</sup> Área	<i>m</i> <sup>2</sup>	<i>Km</i> <sup>2</sup>	<i>ft</i> <sup>2</sup>	<i>pg</i> <sup>2</sup>
<i>m</i> <sup>2</sup>	1	1x10 <sup>6</sup>	10.76391	1550.003
<i>Km</i> <sup>2</sup>	1x10 <sup>6</sup>	1	1.08E+07	1.5504x10 <sup>6</sup>
<i>ft</i> <sup>2</sup>	0.0929	9.29x10 <sup>-8</sup>	1	144.0310
<i>pg</i> <sup>2</sup>	6.451x10 <sup>-4</sup>	6.451x10 <sup>-10</sup>	6.9429x10 <sup>-3</sup>	1

**TABLA 2 FACTOR DEL VOLUMEN (B)**

<sup>B</sup> Factor de volumen de los gases	$\frac{m^3(o+gd+gl)@c.y}{m^3o@c.s}$	$\frac{ft^3(o+gd+gl)@c.y}{ft^3o@c.s}$	$\frac{bl(o+gd+gl)@c.y}{blo@c.s}$	$\frac{lt(o+gd)@c.y}{lto@c.s}$
$\frac{m^3(o+gd+gl)@c.y}{m^3o@c.s}$	1	35.31467	6.2895	1000
$\frac{ft^3(o+gd+gl)@c.y}{ft^3o@c.s}$	0.02831685	1	0.1781	28.31685
$\frac{bl(o+gd+gl)@c.y}{blo@c.s}$	0.158985	5.6146	1	158.987
$\frac{lt(o+gd)@c.y}{lto@c.s}$	0.001	0.03531467	0.006289	1

**TABLA 3 COMPRESIBILIDAD (C)**

<b>C</b> <b>Compresibilidad</b>	$\left(\frac{kg}{m^2}\right)^{-1}$	$\left(\frac{kg}{cm^2}\right)^{-1}$	$\left(\frac{g}{mm^2}\right)^{-1}$	$\left(\frac{g}{cm^2}\right)^{-1}$	$\left(\frac{lb}{ft^2}\right)^{-1}$	$\left(\frac{lb}{pg^2}\right)^{-1}$
$\left(\frac{kg}{m^2}\right)^{-1}$	1	$1 \times 10^{-4}$	$1 \times 10^{-3}$	0.1	$204.65 \times 10^{-3}$	$1.421 \times 10^{-3}$
$\left(\frac{kg}{cm^2}\right)^{-1}$	$10 \times 10^3$	1	10	1000	2046.255	14.209
$\left(\frac{g}{mm^2}\right)^{-1}$	1000	0.1	1	100	204.6255	1.4209
$\left(\frac{g}{cm^2}\right)^{-1}$	10	$1 \times 10^{-3}$	0.01	1	2.046255	$14.209 \times 10^{-3}$
$\left(\frac{lb}{ft^2}\right)^{-1}$	4.887	$4.887 \times 10^{-4}$	$4.887 \times 10^{-3}$	0.4887	1	$6.9429 \times 10^{-3}$
$\left(\frac{lb}{pg^2}\right)^{-1}$	703.876	0.0703876	0.703876	70.3876	144.031	1

**TABLA 4 PROFUNDIDADES (D)**

<b>D</b> <b>Profundidad</b>	<i>m</i>	<i>cm</i>	<i>km</i>	<i>ft</i>	<i>pg</i>
<i>m</i>	1	100	0.001	3.2808	39.37
<i>cm</i>	0.01	1	0.00001	0.03281	0.3937
<i>km</i>	1000	100000	1	3280.84	39370.1
<i>ft</i>	0.3048	30.48	0.0003	1	12
<i>pg</i>	0.0254	2.54	2.5E-05	0.08333	1

**TABLA 5 ASCELERACION DE LA GRAVEDAD (g)**

g Aceleración de la gravedad
$g = 9.81 \frac{m}{s^2}$
$g = 32.2 \frac{ft}{s^2}$
$g = 386.22 \frac{pg}{s^2}$

**TABLA 6 GASTOS (q)**

q Gasto	$\frac{m^3}{día}$	$\frac{ft^3}{día}$	$\frac{bl}{día}$	$\frac{lt}{día}$
$\frac{m^3}{día}$	<b>1</b>	35.313	6.2895	1000
$\frac{ft^3}{día}$	0.02831	<b>1</b>	0.17805	28.31
$\frac{bl}{día}$	0.15899	5.6146	<b>1</b>	158.987
$\frac{lt}{día}$	0.001	0.03531	0.006289	<b>1</b>

**NOTA:** Para pasar a meses se multiplica por 30  
 Para pasar a años se multiplica por 360

**TABLA 7 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (J)**

$J$ Índice de productividad	$\left(\frac{m^3}{día}\right) / \left(\frac{kg}{cm^2}\right)$	$\left(\frac{ft^3}{día}\right) / \left(\frac{lb}{pg^2}\right)$	$\left(\frac{bl}{día}\right) / \left(\frac{lb}{ft^2}\right)$	$\left(\frac{lt}{día}\right) / \left(\frac{kg}{cm^2}\right)$
$\left(\frac{m^3}{día}\right) / \left(\frac{kg}{cm^2}\right)$	1	2.48498	0.003073	35.313
$\left(\frac{ft^3}{día}\right) / \left(\frac{lb}{pg^2}\right)$	0.07037	1	0.0012364	402.27998
$\left(\frac{bl}{día}\right) / \left(\frac{lb}{ft^2}\right)$	325.33416	808.47594	1	325328.024
$\left(\frac{lt}{día}\right) / \left(\frac{kg}{cm^2}\right)$	0.001	0.00248498	3.073E-06	1

**TABLA 8 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD ESPECÍFICO ( $J_s$ )**

$J_s$ Índice de productividad específico.	$\left(\frac{m^3}{día}\right) / \left(\frac{kg}{cm^2}\right) / m$	$\left(\frac{ft^3}{día}\right) / \left(\frac{lb}{pg^2}\right) / m$	$\left(\frac{bl}{día}\right) / \left(\frac{lb}{ft^2}\right) / m$	$\left(\frac{lt}{día}\right) / \left(\frac{kg}{cm^2}\right) / m$
$\left(\frac{m^3}{día}\right) / \left(\frac{kg}{cm^2}\right) / m$	1	2.48498	0.003073	35.313
$\left(\frac{ft^3}{día}\right) / \left(\frac{lb}{pg^2}\right) / m$	0.07037	1	0.0012364	402.27998
$\left(\frac{bl}{día}\right) / \left(\frac{lb}{ft^2}\right) / m$	325.33416	808.47594	1	325328.0242
$\left(\frac{lt}{día}\right) / \left(\frac{kg}{cm^2}\right) / m$	0.001	0.00248498	0.000003073	1

**TABLA 9 PERMEABILIDADES**

<b>K</b> Permeabilidad absoluta	<b>milidarcies</b>	<b>darcy</b>
<b>Kg</b> Permeabilidad efectiva al gas	<b>milidarcies</b>	<b>darcy</b>
<b>Ko</b> Permeabilidad efectiva al aceite	<b>milidarcies</b>	<b>darcy</b>
<b>Kw</b> Permeabilidad efectiva al agua	<b>milidarcies</b>	<b>darcy</b>
<b>Krg</b> Permeabilidad relativa al gas	<b>milidarcies</b>	<b>darcy</b>
<b>Kro</b> Permeabilidad relativa al aceite	<b>milidarcies</b>	<b>darcy</b>
<b>Krw</b> Permeabilidad relativa al agua	<b>milidarcies</b>	<b>darcy</b>

**TABLA 10 PESO MOLECULAR (M)**

M Peso molecular	$\left(\frac{lb}{mole-lb}\right)$	$\left(\frac{Kg}{mole-lb}\right)$	$\left(\frac{g}{mole-lb}\right)$
$\left(\frac{lb}{mole-lb}\right)$	1	0.454	454
$\left(\frac{Kg}{mole-lb}\right)$	2.20264	1	1000
$\left(\frac{g}{mole-lb}\right)$	0.0022026	0.001	1

**TABLA 11 PRESIÓN (P)**

P Presión *	$\frac{Kg}{cm^2}$	atm	Psia	Pa	mmHg	Bar	$\frac{lb}{pg^2}$
$\frac{Kg}{cm^2}$	1	0.96805	14.223	98088.1	735.7212	0.980818	14.223
atm	1.033	1	14.7	101325	760	1.01318	14.7
Psia	0.070272	0.068027	1	6892.86	51.70068	0.066722	1
Pa	0.00001	9.8E-06	0.0001 45	1	0.007501	0.000001	0.00145
mmHg	0.0013592	0.001316	0.0193 42	133.322	1	0.001333	0.019332
Bar	1.01955	1	14.508 7	694.316	750.1097	1	14.5011
$\frac{lb}{pg^2}$	0.070308	0.068063	1	6894.8	51.72756	0.06896	1

\*

P	Presión
Pb	Presión de burbujeo
Pe	Presión estática
Pi	Presión inicial
Pm	Presión media
Pc	Presión crítica
pPc	Presión pseudo-crítica
pPr	Presión pseudo-reducida
Pwf	Presión de fondo fluyendo
Pws	Presión de fondo cerrado

**TABLA 12** CONSTANTE UNIVERSAL DE LOS GASES (R)

<p><b>R</b>  <b>Constante universal de los gases</b></p>
$R = 10.73 \frac{lb - pg^2 - ft^3}{\circ R - mole - lb} \left[ \frac{1 atm}{14.7 psia} \right] \left[ \frac{1 lb}{454 g} \right] \left[ \frac{28.315 lt}{1 ft^3} \right] \left[ \frac{520 \circ R}{288.55 \circ K} \right] = 0.0825 \frac{atm - lt}{\circ K - g - mole}$
$R = 0.0825 \frac{atm - lt}{\circ K - g - mole} \left[ \frac{14.7 psia}{1 atm} \right] \left[ \frac{454 g}{1 lb} \right] \left[ \frac{0.0353 ft^3}{1 lt} \right] \left[ \frac{288.55 \circ K}{520 \circ R} \right] = 10.73 \frac{psia - ft^3}{\circ R - mole - lb}$

**TABLA 13** RELACIÓN GAS ACEITE INSTANTANEA (R)

R Relación gas- aceite instantánea @c.s	$\frac{m^3 g}{m^3 w}$	$\frac{ft^3 g}{ft^3 w}$	$\frac{ltg}{ltw}$	$\frac{blg}{blw}$
$\frac{m^3 g}{m^3 w}$	1	35.313	6.2895	1000
$\frac{ft^3 g}{ft^3 w}$	0.02831	1	0.1781	28.31
$\frac{ltg}{ltw}$	0.15899	5.6146	1	158.987
$\frac{blg}{blw}$	0.001	0.0353	0.0063	1

**TABLA 14 RELACIÓN GAS-ACEITE ACUMULATIVA (R<sub>P</sub>)**

R <sub>P</sub> Relación gas- aceite acumulativa (Gp/Rp)	$\frac{m^3 g}{m^3 w}$	$\frac{ft^3 g}{ft^3 w}$	$\frac{ltg}{ltw}$	$\frac{blg}{blw}$
$\frac{m^3 g}{m^3 w}$	1	35.313	6.2895	1000
$\frac{ft^3 g}{ft^3 w}$	0.02831	1	0.17805	28.31
$\frac{ltg}{ltw}$	0.15899	5.6146	1	158.987
$\frac{blg}{blw}$	0.001	0.03531	0.006289	1

**TABLA 15 RELACIÓN GAS DISUELTO-ACEITE (R<sub>S</sub>)**

R <sub>S</sub> Relación gas disuelto-aceite	$\frac{m^3 g}{m^3 w}$	$\frac{ft^3 g}{ft^3 w}$	$\frac{ltg}{ltw}$	$\frac{blg}{blw}$
$\frac{m^3 g}{m^3 w}$	1	35.313	6.2895	1000
$\frac{ft^3 g}{ft^3 w}$	0.0283	1	0.17805	28.31
$\frac{ltg}{ltw}$	0.159	5.6146	1	158.987
$\frac{blg}{blw}$	0.001	0.03531	0.00629	1

**TABLA 16 SATURACIONES (S)**

S Saturación	$\frac{m^3 f @ c.y}{m^3 poros}$	$\frac{ft^3 f @ c.y}{ft^3 poros}$	$\frac{ltf @ c.y}{lt.poros}$	$\frac{bl.f @ c.y}{bl.poros}$
$\frac{m^3 f @ c.y}{m^3 poros}$	1	35.313	6.2895	1000
$\frac{ft^3 f @ c.y}{ft^3 poros}$	0.02831	1	0.17805	28.31
$\frac{ltf @ c.y}{lt.poros}$	0.15899	5.6146	1	158.987
$\frac{bl.f @ c.y}{bl.poros}$	0.001	0.03531	0.006289	1

**TABLA 17 TIEMPO (t)**

t Tiempo	día	mes	año
día	1	30	365
mes	30	1	12
año	365	12	1

**TABLA 18 TEMPERATURA (T)**

T Temperatura	°C	°K	°F	°R
°C	1	273	34.127	494.12
°K	-272.15	1	-457.866	2.134
°F	-17.22222	255.9278	1	460
°R	-17.7789	255.221	-0.002174	1

**TABLA 19 VOLUMEN (V)**

V Volumen	$m^3$	$cm^3$	$ft^3$	<i>bl</i>	<i>lt</i>
$m^3$	1	1000000	35.313	6.2895	1000
$cm^3$	0.000001	1	3.531E-05	6.29E-06	0.0001
$ft^3$	0.02831	28310	1	0.17805	28.31
<i>bl</i>	0.15899	158995.2	5.6146	1	158.987
<i>lt</i>	0.001	1000	0.03531	0.006289	1

**TABLA 20 DENSIDAD ( $\rho$ )**

$\rho$ Densidad del aceite, agua y gas	$\frac{g}{cm^3}$	$\frac{g}{m^3}$	$\frac{Kg}{m^3}$	$\frac{pounds}{in^3}$	$\frac{pounds}{ft^3}$
$\frac{g}{cm^3}$	1	1000000	1000	0.03612729	62.42796
$\frac{g}{m^3}$	1.00E-06	1	0.001	3.61E-08	6.24E-05
$\frac{Kg}{m^3}$	0.001	1000	1	3.61E-05	0.06242796
$\frac{pounds}{in^3}$	27.6799	2.77E+07	27679.9	1	1728
$\frac{pounds}{ft^3}$	0.01601846	16018.46	16.01846	0.0005787	1

**TABLA 21 POROSIDAD ( $\Phi$ )**

$\Phi$ Porosidad	$\frac{m^3 \text{ poros}}{m^3 \text{ roca}}$	$\frac{ft^3 \text{ poros}}{ft^3 \text{ roca}}$	$\frac{bl \cdot \text{poros}}{bl \cdot \text{roca}}$	$\frac{lt \cdot \text{poros}}{lt \cdot \text{roca}}$
$\frac{m^3 \text{ poros}}{m^3 \text{ roca}}$	1	35.313	6.2895	1000
$\frac{ft^3 \text{ poros}}{ft^3 \text{ roca}}$	0.02831	1	0.1781	28.315
$\frac{bl \cdot \text{poros}}{bl \cdot \text{roca}}$	0.158995	5.6146	1	158.987
$\frac{lt \cdot \text{poros}}{lt \cdot \text{roca}}$	0.001	0.035313	0.006289	1

## BIBLIOGRAFÍA

1. "Anuario Estadístico". PEMEX, Exploración y Producción. 2002.
2. L. Don Leet, Sheldon Judson: "Physical Geology". Ed. New Cork, Prentice-Hall, 1954.
3. Albarran Castillo Edgar Jesús: "Determinación de la permeabilidad con base en datos de registros geofísicos de pozos". Tesis de Licenciatura para obtener el título de Ingeniero Petrolero, UNAM, México, 2001.
4. Apuntes de clase. "Caracterización de Formaciones" Catedrático Ing. Villamar V. Manuel. Facultad de Ingeniería UNAM, México.
5. Méndez Rendón Juan Manuel: "Análisis PVT Composicionales y Pruebas Especiales Requeridos para Yacimientos de Aceite Negro en la Ingeniería Petrolera". Tesis de Licenciatura para obtener el título de Ingeniero Petrolero, UNAM, México, 2003.
6. J. Guillemot, "Geología del Petróleo". 2° edición Ed. Paraninfo Madrid.
7. Apuntes de clase. "Principios de Mecánica de Yacimientos" Catedrático Ing. Macias Herrera Salvador. Facultad de Ingeniería U. N. A. M.
8. Tarek Ahmed, Ph. D., P. E.: "Reservoir Engineering Handbook". Segunda Edición, Editorial Gulf Professional Publishing, Houston, Texas, 2000.
9. Kennet K. Landes, "Geología del Petróleo". Ediciones Omega, S. A., 1977.
10. Garicochea P. Francisco, B. José Luis, "Apuntes de Comportamiento de Pozos". Facultad de Ingeniería, U. N. A. M. 1987.
11. Méndez L. T., Teyssier J. S., "Caracterización de Fluidos de Yacimientos Petroleros". Revista del Instituto Mexicano del Petróleo, Vol. XI, No.4, Octubre 1979.
12. Rodríguez N. Rafael, "Apuntes de Principios de Mecánica de Yacimientos". Facultad de Ingeniería, U. N. A. M.
13. Tippens E. Paul, "Física Conceptos y aplicaciones". Mc Graw-Hill. 1992.
14. Díaz Vázquez Alan E. "Clasificación y Metodologías para el Calculo y Evaluación de Reservas de Hidrocarburos, Estudio de un Caso". Tesis, Facultad de Ingeniería U. N. A. M. 2005.
15. Barbosa S. Roberto, Ortiz O. Jesús. "Reservas y Métodos Volumétricos para Evaluar los Hidrocarburos In-Situ". Tesis, Facultad de Ingeniería U. N. A. M. 2001.
16. Susana Bidner Mirtha, "Propiedades de la Roca y los Fluidos en Reservorios de Petróleo". Ed. Eudeba, 2001.
17. M. Campbell John, "Oil Property Evaluation". Ed. Englewood Cliffs, N. J., Prentice-Hall, Inc, 1959.
18. Ing. Garicochea Petrarena Fco., Ing. Bernal Huicochea César, Ing. López Ortiz Oscar. "Transporte de Hidrocarburos por Ductos". Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A. C. 1991.

19. Apuntes de clase. "Comportamiento de Yacimientos" Catedrático Ing. Becerra Zepeda Mario. Facultad de Ingeniería U. N. A. M.
20. Rojas Gonzalo. "Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado". Universidad de Oriente, 2005.
21. Ing. Hefferan Vera Juan, Ing. Gómez Salinas José. "Determinación del Volumen Original de Hidrocarburos en un Yacimiento, usando los Métodos de Isopacas e Isohidrocarburos". Revista: Ingeniería Petrolera AIPM. Vol XLI No.2 Febrero, 2001.
22. Gian Luigi Chierici: "Principles of Petroleum Reservoir Engineering". New York, Ed. Springer-verlag, 1995.
23. C. R. Smith, G. W. Tracy y R. L. Farrar: "Applied Reservoir Engineering". OGCI, 1992.
24. Chávez Rubén. "Hidrología Subterránea" Centro de Educación Continua, División de Estudios Superiores. Facultad de Ingeniería U. N. A. M. México, 1976.
25. Garicochea P. Francisco, Bashbush B. José Luis. "Apuntes de Comportamiento de yacimientos". Facultad de Ingeniería, U. N. A. M., 1987
26. McCain, Jr. William D. "The Properties of Petroleum Fluids". The Petroleum Company, 1978