



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

"BALANCE DE MATERIA DINÁMICO"

TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

JOSÉ MARTÍN VELASCO MORALES

DIRECTOR DE TESIS:

ING. OCTAVIO STEFFANI VARGAS



MÉXICO, D.F.

MAYO 2014



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Contenido

AGRADECIMIENTOS	5
RESUMEN	7
INTRODUCCIÓN	8
I. REVISIÓN DE CONCEPTOS BÁSICOS.....	11
I.1 Yacimiento	11
I.2 Propiedades de los Fluidos.....	11
I.2.1 Factor de Volumen del Aceite B_o	12
I.2.2 Factor de Volumen del Gas B_g	13
I.2.3 Factor de Volumen del Agua B_w	14
I.2.4 Relación de Solubilidad R_s	15
I.2.5 Compresibilidad del Aceite c_o	16
I.2.6 Compresibilidad del Gas c_g	17
I.2.7 Compresibilidad del Agua c_w	19
I.3 Propiedades de la Roca.....	20
I.3.1 Compresibilidad de la Formación c_f	20
I.4 Plano Equivalente o de Referencia	21
I.5 Presión	22
I.5.1 Presión Hidrostática P_h	22
I.5.2 Presión Media del Yacimiento P	23

I.5.3	Presión Estática.....	25
I.5.4	Presión de Fondo Fluyente P_{wf}	25
I.6	Regímenes de Flujo	26
I.6.1	Flujo Transitorio.....	26
I.6.2	Flujo Pseudoestacionario	28
I.6.3	Flujo Estacionario (Steady State Flow).....	32
I.7	Pruebas de Presión Producción.....	32
I.7.1	Pruebas de Incremento de Presión (Build-Up Test)	35
I.7.2	Pruebas de Decremento de Presión (Drawdown Test).....	36
II.	BALANCE DE MATERIA TRADICIONAL.....	38
II.1	Consideraciones Generales de la Ecuación de Balance de Materia	40
II.2	Ecuación de Balance de Materia para un Yacimiento de Aceite Bajo Saturado	41
II.3	Ecuación de Balance de Materia para un Yacimiento de Aceite Saturado	45
II.2	Ecuación de Balance de Materia para un Yacimiento de Gas	49
II.5	Evaluación de los Índices de Empuje.....	52
III.	BALANCE DE MATERIA DINÁMICO	59
III.1	Balance de Materia Dinámico por L. Mattar y D. Anderson.....	60
III.1.1	Balance de Materia Dinámico para Yacimientos de Aceite Produciendo a Gasto Constante	63

III.1.2	Balance de Materia para Yacimientos de Aceite Produciendo a Gasto Variable	66
III.2	Balance de Materia Dinámico por Shie-Way Wang	67
III.2.1	Balance de Materia para Yacimientos de Aceite Bajo Saturado.....	71
III.3	Balance de Materia Dinámico para Producción de Aceite	73
III.3	Balance de Materia Dinámico para Yacimientos de Gas Seco	77
IV.	APLICACIÓN DEL BALANCE DE MATERIA DINÁMICO	79
IV.1	Aplicación del Método de Balance de Materia Dinámico por L. Mattar y D. Anderson.....	79
IV.2	Aplicación del Método de Balance de Materia Dinámico por Shie-Way Wang	81
IV.3	Aplicación del Método de Balance de Materia Dinámico para Yacimientos de Gas Seco.....	88
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	92
	BIBLIOGRAFÍA	93
	REFERENCIAS.....	94

AGRADECIMIENTOS

Le agradezco a mi Dios Jehová por haberme acompañado y guiado durante el tiempo que llevo de vida, por ser mi fortaleza en los momentos más difíciles y por darme una vida llena de aprendizaje, experiencias y sobre todo de felicidad.

Agradezco a mis padres María y Martín por el apoyo que me han brindado, por haberme instruido a lo largo de mi vida, por motivarme siempre a seguir adelante, por porque aunque sé que les costó trabajo forjar a la persona que hoy soy, los felicito, todo su trabajo ha rendido frutos, pero lo que más les agradezco es que me hayan preparado tan bien para hacerle frente a la vida, siempre los llevo en mi corazón, muchas gracias por todo papás, los amo.

Agradezco a mis hermanas Yiré Yarel y Jhemima por haberme compartido momentos especiales a lo largo de su vida, por apoyarme y estar conmigo en las buenas y en las malas, por todas esas travesuras que hicimos juntos, siempre ocuparán un lugar importante en mi corazón sin importar lo que pase, espero ser un buen ejemplo para ustedes.

A mi novia Ana Karen por ser una parte muy importante en mi vida, por apoyarme en las buenas y en las malas, por llenar mis días de alegría y por enseñarme que la vida es bella, y te agradezco mucho por confiar en mí, porque siempre me has dado la seguridad que necesito para seguir adelante, gracias porque sé que siempre estarás ahí cuando te necesite.

A la familia Aguilera Serrano por compartir conmigo momentos especiales en su vida, así como también por el apoyo que me han brindado, se han convertido en parte importante de mi vida.

A mis padrinos Guadalupe y Raúl por el apoyo que siempre me han brinda, por ayudarme en los momentos que los necesité y por la comprensión que tuvieron conmigo, no tengo palabras para expresar lo que siento por ustedes.

A mi abuelita Marcelina, aunque ya no estés conmigo espero seguirte llenando de orgullo, siempre irás en mi corazón.

A mi abuela Josefina por todo el apoyo que nos ha dado, ha sido una mujer que admiro.

Un agradecimiento especial a los ingenieros Mario Becerra y Octavio Steffani ya que ustedes fueron las personas más importantes en mi desarrollo profesional, les agradezco por despertar en mí el interés por esta hermosa carrera, si no fuera por esa gran vocación que tienen para enseñar, no sería la persona que ahora soy, muchas gracias.

Al ingeniero Erick Gallardo ya que al conocerlo se convirtió en un modelo a seguir para mí, le agradezco por todo el apoyo que me brindó, espero algún día poder ser tan bueno como usted.

Al ingeniero Huescani Jiménez por su apoyo, y amistad sincera.

A mis amigos Moisés, Joshua, Isaac, Miguel, Yarisol, Luis y Roberto, gracias por estar conmigo siempre que los necesité, fue un honor haber convivido con ustedes a lo largo de la carrera, saben que cuentan conmigo siempre.

RESUMEN

A lo largo de este trabajo se presenta el método de balance de materia, siendo éste un método empleado en la industria petrolera para determinar el volumen original de hidrocarburos en el yacimiento, mecanismos de empuje dominantes, entrada de agua debido a un acuífero asociado, etc.

Para aplicar la ecuación de balance de materia es esencial conocer la presión estática promedio del yacimiento, así como la producción acumulada reportada a la fecha en que se registró dicha presión, también se requiere conocer las propiedades físicas de los fluidos confinados en el yacimiento a las condiciones de presión y temperatura prevaleciente a la misma fecha. Determinar la presión estática implica un gran costo en la industria, ya que se requiere hacer un cierre de pozo, y realizar una prueba de incremento de presión, esto tiene como consecuencia una pérdida de producción, teniendo un gran impacto sobre todo en yacimientos de baja permeabilidad puesto que este tipo de pruebas requieren periodos de tiempo muy grandes, generando mayores pérdidas económicas.

Es por esta razón que surge la necesidad de calcular la presión estática promedio evitando el cierre de pozos, siendo esto posible con el método balance de materia dinámico,

INTRODUCCIÓN

El método de balance de materia es un principio fundamental en la ingeniería de yacimientos, ya que es una poderosa herramienta que sirve para estimar el volumen original de gas y aceite o la entrada de agua en un yacimiento, etc. Este es un método completamente independiente de los métodos volumétricos, los cuales también son empleados para la estimación de volúmenes de hidrocarburos.

La ecuación de balance de materia es una expresión en la que se iguala por un lado la expansión que sufrirá la roca que conforma al yacimiento, así como también los fluidos contenidos en ella debidos a un decremento en la presión e incluso la entrada de agua debida a un acuífero asociado de ser este el caso, y del otro lado de la ecuación se presenta la producción de hidrocarburos así como la producción de agua de ser este el caso. Esta expresión es una ecuación que podría resumirse simplemente en expansión igual a producción, teniendo presente que esta es una ecuación en la cual los elementos que la integran se encuentran medidos a condiciones de yacimiento.

Conceptualmente hablando, este método es un modelo tanque o de cero dimensiones ya que no se considera el movimiento de fluidos a lo largo del yacimiento, sino que únicamente se analiza el cambio de volúmenes debidos a la variación de la presión. Esta ecuación es muy útil también a la hora de evaluar los mecanismos de empuje ya que con esto es posible determinar cuál de los mecanismos fue el más eficiente y posteriormente será útil para determinar algún método de recuperación conveniente.

La ecuación de balance de materia es un método empleado en la estimación de volúmenes originales, al igual que el método de curvas de declinación y los métodos volumétricos como lo son el método de cimas y bases, isopacas e isohidrocarburos. Cada uno de los métodos antes mencionados, tiene su aplicación en diferentes etapas de la vida del yacimiento, lo cual se debe a las variables y consideraciones que cada uno involucra.

Una de las ventajas que presenta este método es que se pueden estimar volúmenes de hidrocarburos en áreas que no han sido perforadas, como se mencionó anteriormente, este método no se enfoca en evaluar el movimiento de fluidos a través del medio poroso. Una desventaja de este método es que no puede aplicarse en tanto no haya sido iniciada la producción, ya que una de las variables que se emplea en este método es la producción de hidrocarburos.

El método de balance de materia, por ser un modelo de cero dimensiones, requiere trabajar con presiones estáticas promedio del yacimiento, las cuales se obtienen mediante una prueba de incremento de presión, en la que se tiene un cierre del pozo mientras la presión se mide hasta que esta se estabiliza. El tiempo que tarda en estabilizarse la presión en las vecindades del pozo, es un tiempo en el que se detiene la producción, aunque esto no es un gran problema para yacimientos con altas permeabilidades, en yacimientos con bajas permeabilidades este es un gran problema, ya que para que ocurra esa estabilización en la presión, se requiere de grandes tiempos, siendo esto un problema que ocasiona grandes pérdidas, ya sea en el primeo o en el segundo caso, hay un paro en la producción de hidrocarburos, lo cual genera pérdidas, por lo que surge la idea de determinar esos volúmenes originales mediante presiones de fondo fluyendo, las cuales no requieren de un cierre del pozo y por ende no habría esa pérdida al detener la producción de hidrocarburos.

Hablando de la ecuación de balance de materia empleando presiones fluyentes, como ya se mencionó anteriormente, es un método en el que se trabaja con presiones de fondo fluyente, con la finalidad de evitar pausar la producción de hidrocarburos. Los métodos empleados en este trabajo⁽¹⁾⁽³⁾ tratan de convertir las presiones fluyentes en presiones estáticas promedio del yacimiento, bajo la restricción de que la condición de flujo presente, debe ser un flujo en estado pseudoestacionario debido a los análisis que se verán más adelante.

Una de las ventajas del método de balance de materia al utilizar presiones de fondo fluyente, es que una vez que se determina la presión estática representativa del yacimiento, puede aplicarse fácilmente la ecuación de balance de materia tradicional.

Otro de los factores que debe tenerse presente al aplicar éste método, es conocer si se tiene flujo a presión constante y gasto variable o si se está produciendo a gasto constante mientras varía la presión de fondo fluyendo, ya que existen ciertas diferencias en la aplicación del método aunque en esencia es muy similar el procedimiento.

I. REVISIÓN DE CONCEPTOS BÁSICOS

I.1 Yacimiento

Un yacimiento petrolero puede definirse como la porción de una trampa geológica que contiene agua, aceite y/o gas que se comporta como un sistema hidráulicamente interconectado. Algunos yacimientos se encuentran asociados a grandes volúmenes de agua, los cuales reciben el nombre de acuíferos. Los hidrocarburos ocupan parcialmente los poros (huecos) de la roca que los almacena, y generalmente se encuentran a temperaturas y presiones altas, debido a las profundidades a las que se encuentran.

I.2 Propiedades de los Fluidos

En la industria petrolera, las propiedades de los fluidos son parámetros empleados para determinar características físicas de los fluidos, las cuales sirven para comprender el comportamiento de los mismos a lo largo de todo su recorrido desde el yacimiento hasta el tanque en que son almacenados.

Existen diversos métodos para determinar dichas propiedades, algunas de ellas son: análisis composicional, a través de correlaciones empíricas y mediante análisis de muestras en laboratorio. El uso de cualquiera de estas técnicas se encuentra en función de los recursos disponibles, ya que sí no se tiene una muestra representativa para hacer su análisis en laboratorio, la cual sería la opción más adecuada, se podría emplear la correlación que más se ajuste a las características de los fluidos con que se está trabajando.

A continuación se verán algunas de las propiedades de los fluidos empleados en la ecuación de balance de materia, las cuales son indispensables para comprender de una mejor forma la razón de su aplicación en la ecuación de balance de materia.

I.2.1 Factor de Volumen del Aceite B_o

El factor de volumen del aceite es un parámetro, que relaciona un volumen de aceite con su gas disuelto medido a condiciones de yacimiento entre el mismo volumen de aceite medido a condiciones estándar. Este parámetro es útil para comparar el volumen que ocupa una unidad de volumen de aceite medida en superficie contra la misma unidad medida a condiciones de yacimiento.

La Figura I.1 muestra el comportamiento del factor de volumen del aceite en función de la presión, en la que se aprecia que hay un incremento en el valor del B_o desde la presión inicial hasta la presión de saturación, debido a la expansión del gas que se encuentra disuelto en el aceite, llegando a la presión de saturación se observa el máximo valor de B_o debido a que en ese punto se libera la primera burbuja de gas, por lo que el valor del B_o comienza a disminuir debido a la liberación de gas que se encontraba disuelto en el aceite.

$$B_o = \frac{V_{o+ga}@cy}{V_o@cs} \quad \dots 1.1$$

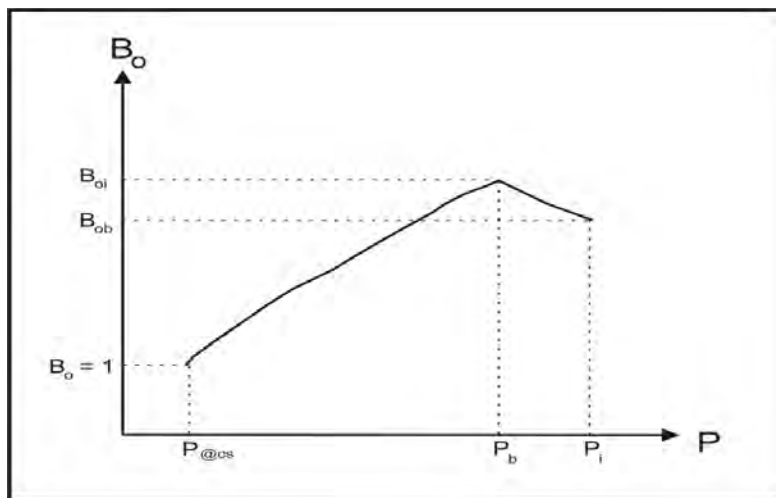


Figura I. 1 Gráfica del factor de volumen del aceite como función de la presión.

I.2.2 Factor de Volumen del Gas B_g

El factor de volumen del gas representado por la Figura I.2 es un parámetro que representa el volumen de gas libre medido a condiciones de yacimiento (P_y y T_y) entre el volumen que ocupa ese mismo volumen de gas medido a condiciones estándar (1 atm y 60° F). Dicho en otras palabras, el factor de volumen del gas indica la relación que existe entre el espacio que ocupa un volumen de gas medido en el yacimiento, con respecto al espacio que ocupa ese mismo volumen en superficie. Nótese que en el yacimiento el volumen de gas se encuentra sometido a presiones y temperaturas altas, mientras que en superficie se encuentra a una presión y una temperatura mucho menor, por lo que el gas ocupa un mayor volumen en superficie.

$$B_g = \frac{V_g@cy}{V_g@cs} \quad \dots 1.2$$

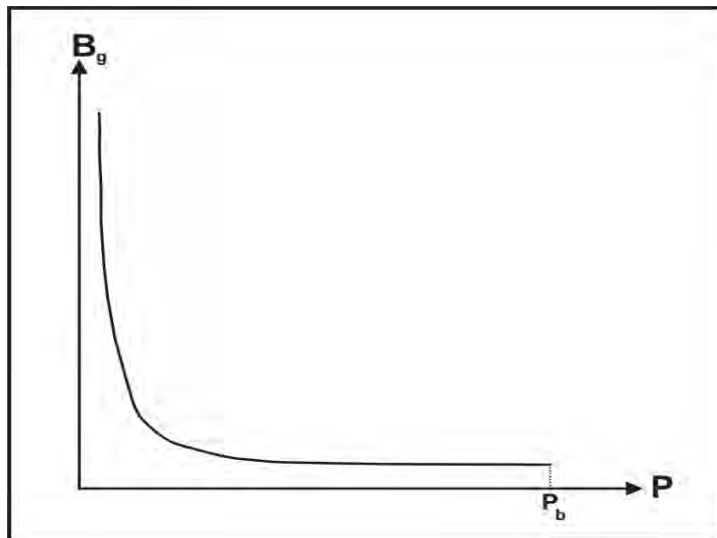


Figura I. 2 Gráfica del factor de volumen del gas como función de la presión.

I.2.3 Factor de Volumen del Agua B_w

El factor de volumen del agua es un parámetro que representa el volumen ocupado por una unidad de agua medida a condiciones de yacimiento (P_y y T_y) con respecto a ese mismo volumen medido a condiciones estándar. La variación en este volumen se debe a la variación de la presión en el yacimiento, lo cual implica una variación en su volumen así como también las pequeñas cantidades de gas que puedan encontrarse disueltas en el agua de formación.

En la Figura I.3 se observa el incremento del factor de volumen del agua conforme va disminuyendo la presión. Es claro que de la P_i a la P_b hay un incremento en el valor del B_w debido a la expansión del agua de formación, pero al seguir disminuyendo la presión, podemos observar que el valor de B_w sigue aumentando y esto se debe a la liberación de pequeñas cantidades de gas que se encuentran disueltas en el agua de formación.

$$B_w = \frac{V_{w+ga@cy}}{V_w@cs} \quad \dots 1.3$$

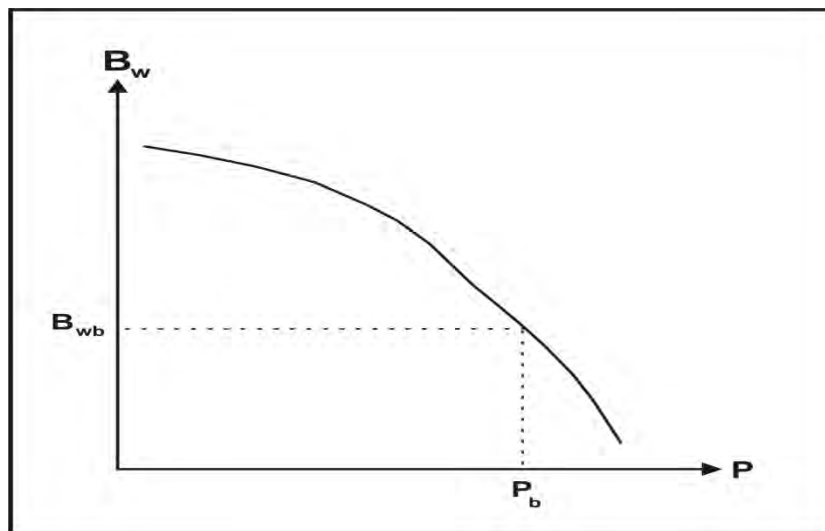


Figura I. 3 Gráfica del factor de volumen del agua como función de la presión.

I.2.4 Relación de Solubilidad R_s

La relación de solubilidad es un parámetro que indica la cantidad de gas que se encuentra disuelto en el aceite, donde ambos fluidos se encuentran a condiciones de yacimiento pero son medidos a condiciones estándar. Esta propiedad es útil para determinar qué tipo de fluidos (aceite) es el que se está manejando, ya que existen diversos tipos de aceite, los cuales van desde aceites extra pesados, pesados, ligeros, súper ligeros, etc.

De la Figura I.4 se observa en la primera etapa comprendida de la presión inicial a la presión de saturación (suponiendo el caso de un yacimiento de aceite bajo saturado), la relación de solubilidad se mantiene constante debido a que en esta etapa no hay liberación de gas dentro del yacimiento. Posteriormente se observa que la curva empieza a caer, y esto se debe a que al llegar a la presión de saturación, comienza a haber una liberación de gas por lo que cada vez hay una menor cantidad de gas disuelto en el aceite y esto implica que dicha relación vaya disminuyendo.

$$R_s = \frac{V_{ga}@cs}{V_o@cs} \quad \dots 1.4$$

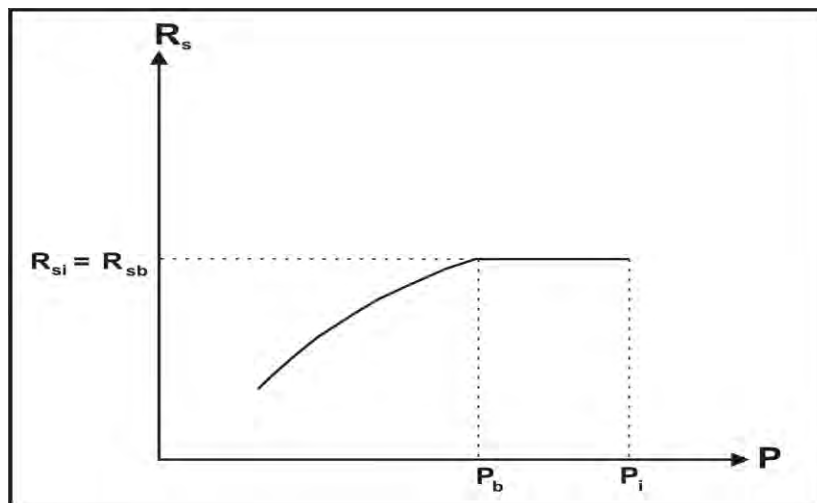


Figura I. 4 Gráfica de la relación de solubilidad como función de la presión.

I.2.5 Compresibilidad del Aceite c_o

Este parámetro es empleado para analizar el comportamiento del volumen del aceite al haber un cambio en la presión isotérmicamente. El análisis de este parámetro es muy importante en la comprensión del comportamiento que tendrá la compresibilidad del aceite al haber variaciones de presión.

Como se observa en la Figura I.5, para $P > P_b$, el valor de la compresibilidad del aceite disminuye, debido a las altas presiones a las cuales se encuentra confinado. En la P_b hay un salto en la curva debido a la liberación del gas disuelto, y posteriormente para $P < P_b$, hay un cambio drástico en la curva, debido a que se sigue liberando el gas disuelto conforme se sigue abatiendo la presión.

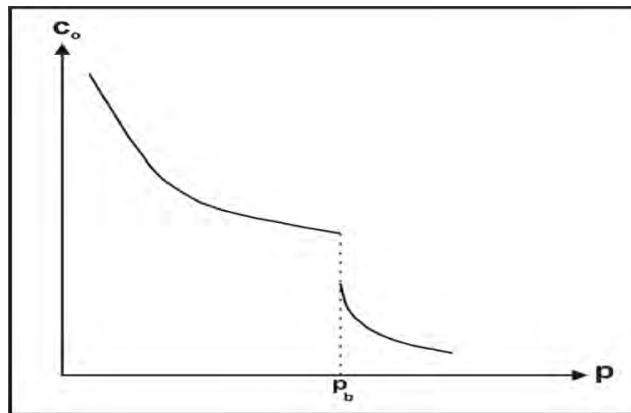


Figura I. 5 Gráfica del comportamiento de la compresibilidad del aceite en función de la presión.

Para determinar el valor de la compresibilidad del aceite, se requiere una ecuación que determine la compresibilidad aceite por encima de la presión de saturación ecuación 1.5, y otra ecuación que determine la compresibilidad del aceite por debajo de la presión de saturación ecuación 1.6.

$$c_o = -\frac{1}{V} \left(\frac{\delta V}{\delta P} \right) \quad \dots 1.5$$

$$c_o = -\frac{1}{B_o} \left[\left(\frac{\delta B_o}{\delta P} \right)_T - B_g \left(\frac{\delta R_s}{\delta P} \right)_T \right] \quad \dots 1.6$$

I.2.6 Compresibilidad del Gas c_g

Este parámetro se emplea para determinar la variación en el volumen del gas al ir variando la presión a la que se encuentra confinado. El análisis que se hace en este cambio de volumen se hace considerando que es un proceso isotérmico.

Al hablar de gases, tiene que considerar que existen efectos en los gases reales que causan un comportamiento diferente entre estos y los gases ideales, por lo que se analiza el comportamiento en la compresibilidad tanto para gases reales como para gases ideales.

En la Figura I.6 se observa el comportamiento típico de la compresibilidad de un gas ideal, en el que al ir incrementando la presión, la compresibilidad del gas tiende a disminuir, lo cual está relacionado a la separación que existe entre sus moléculas, y de forma inversa, al ir disminuyendo la presión a la cual se encuentra confinado, en un proceso isotérmico, la compresibilidad de este es mayor debido a que existe una mayor distancia entre sus moléculas. Este análisis está representado en la ecuación 1.6.

$$c_g = \left(-\frac{P}{nRT}\right)\left(-\frac{nRT}{P^2}\right) = \frac{1}{P} \quad \dots 1.6$$

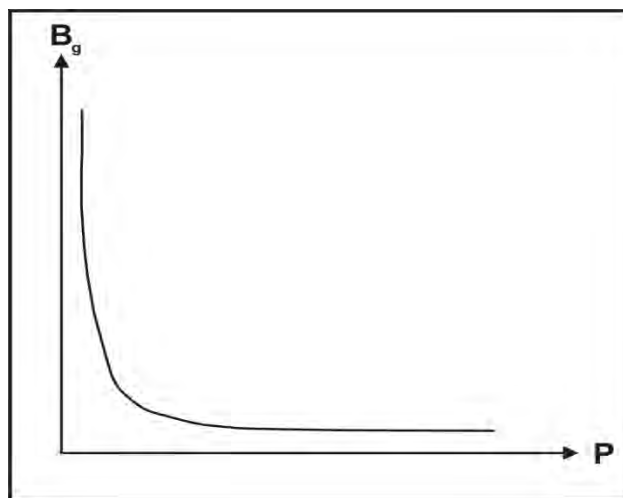


Figura I. 6 Gráfica del comportamiento de la compresibilidad del gas en función de la presión.

Para el caso en que se analiza la compresibilidad en un gas real, se tiene que agregar a la ecuación de compresibilidad del gas, el factor de desviación “z” para corregir los efectos causados por este. Por lo que para determinar el valor de la compresibilidad de un gas real se emplea la ecuación 1.7.

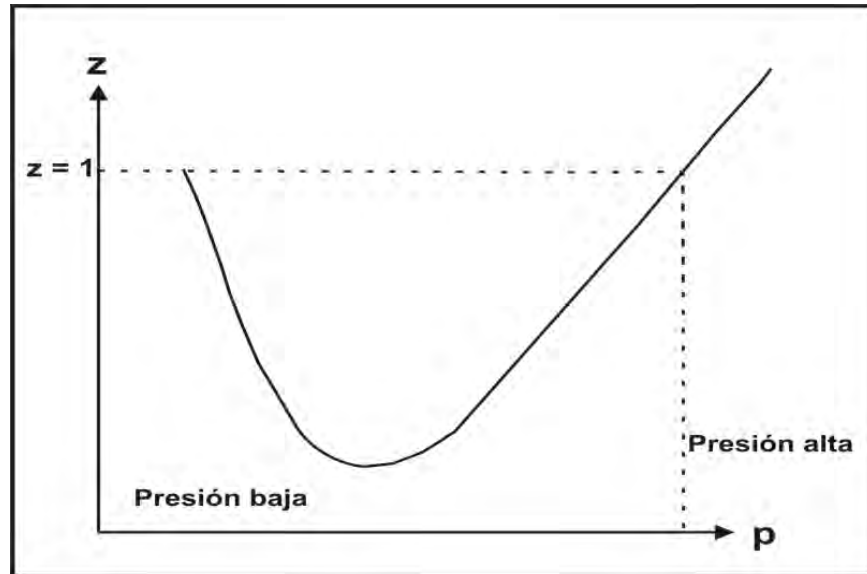


Figura I. 7 Grafica del Comportamiento del factor de desviación z a diferentes presiones isotérmicamente.

$$c_g = \frac{1}{P} + \frac{1}{z} \left(\frac{\partial z}{\partial P} \right)_T \quad \dots 1.7$$

I.2.7 Compresibilidad del Agua c_w

Este parámetro indica el comportamiento del volumen de agua que se encuentra confinada con respecto a un cambio de presión isotérmicamente. Al analizar la Figura I.8 se observa que análogamente al comportamiento de la compresibilidad del aceite, el comportamiento de la compresibilidad del agua en función de la presión, es muy similar, ya que en este fluido, se tienen ciertas cantidades de gas disuelto, por lo que al llegar a la presión de saturación, hay un incremento considerable en la compresibilidad del agua, lo cual se debe a la liberación del gas que se encontraba disuelto originalmente en esta.

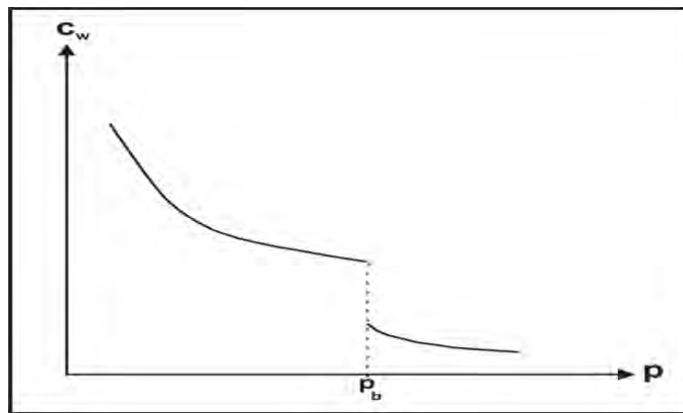


Figura I. 8 Gráfica del comportamiento de la compresibilidad del agua en función de la presión.

Para analizar el comportamiento en la compresibilidad del agua, se requieren dos ecuaciones, ya que una de ellas será aplicable a la etapa de bajo saturación, ecuación 1.8, y una ecuación que determine este parámetro en la etapa de saturación, ecuación 1.9.

$$c_w = -\frac{1}{B_w} \left(\frac{\delta B_w}{\delta P} \right)_T \quad \dots 1.8$$

$$c_w = -\frac{1}{B_w} \left[\left(\frac{\delta B_w}{\delta P} \right)_T - B_g \left(\frac{\delta R_{sw}}{\delta P} \right)_T \right] \quad \dots 1.9$$

I.3 Propiedades de la Roca

Análogamente a las propiedades de los fluidos, las propiedades de la roca son parámetros que se encuentran en función de la presión entre otros, por lo que es de suma importancia analizar algunos de ellos para comprender el comportamiento en la mecánica de los yacimientos, ya que al variar la presión, estas propiedades irán cambiando, generando fenómenos que deben contemplarse en la explotación de hidrocarburos.

I.3.1 Compresibilidad de la Formación c_f

Este parámetro es empleado en la industria petrolera para representar la variación del volumen de la formación en función al cambio en la presión. En otras palabras, es de utilidad para determinar en qué medida aumentará o disminuirá el volumen de la formación según sea el caso.

La compresibilidad de la roca del yacimiento en estudio debe medirse en el laboratorio, a partir de núcleos de diámetro completo o tapones; ya que las correlaciones en el mejor de los casos, proporcionan sólo un valor aproximado. Debe tenerse presente que aunque los núcleos dan buena información, también representan una pequeñísima parte del yacimiento, por lo que se hace uso de las correlaciones, para tener una mejor aproximación del valor representativo de la compresibilidad de la formación.

Se ha observado que la compresibilidad de la formación tiene una fuerte dependencia con la porosidad de la roca, por lo que algunos investigadores han desarrollado curvas como la que se muestra en la Figura I.9, donde se muestra la correlación de Hall, útil para formaciones no consolidadas.

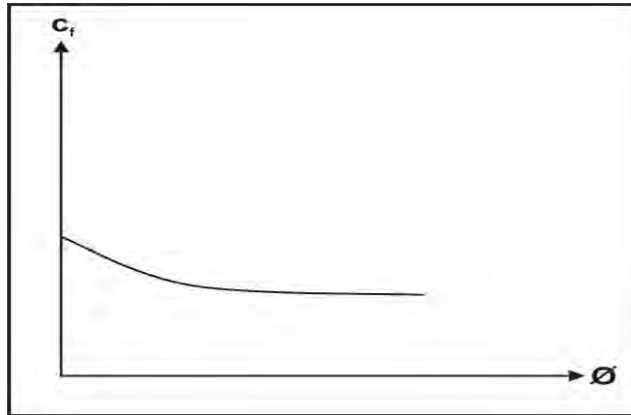


Figura I. 9 Gráfica del comportamiento en la compresibilidad de la formación en función de la porosidad establecida por Hall.

$$c_f = -\frac{1}{\phi} \left(\frac{\delta\phi}{\delta P} \right) \quad \dots 1.10$$

Existen otras correlaciones desarrolladas para otros tipos de rocas, como por ejemplo Newman que aunque recomienda que lo mejor es hacer un estudio de la roca en el laboratorio, también desarrolló una correlación que aplica para rocas calizas, La correlación establecida por Yale y Nabor que establecen una correlación para rocas clásticas, la cual permite observar la variación en la compresibilidad de la formación a lo largo de la vida productiva del yacimiento.

I.4 Plano Equivalente o de Referencia

El plano de referencia es una línea horizontal imaginaria que divide al yacimiento en dos partes iguales Figura I.10. La finalidad de este plano es la de llevar los valores de todos los parámetros empleados referidos a esta profundidad, ya que tanto las propiedades de la roca, como de los fluidos, se encuentran en función de la presión.

Ya que a diferentes profundidades se tendrán diferentes presiones debido a la presión hidrostática que genera la columna de fluidos, se tiene que hacer un cálculo que permita estimar el valor de la presión de interés que se encuentra a cierta profundidad refiriéndolo al plano equivalente. Este cálculo se hace sumando o restando la presión que generaría la columna de fluidos según sea el caso.

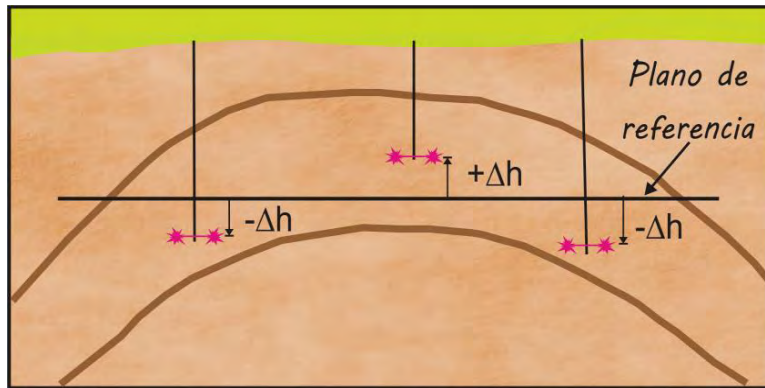


Figura I. 10 Plano de referencia de un yacimiento.

I.5 Presión

Se define como presión a la fuerza ejercida sobre una unidad de área. Este parámetro es de gran importancia en la industria petrolera, refiriéndolo a la ingeniería de yacimientos, es aplicable en el momento en que se sabe que todas las propiedades de los fluidos confinados en este, se encuentran en función de la presión. Los valores de la presión en el yacimiento variarán en función de la profundidad a la cual se mida dicho parámetro.

I.5.1 Presión Hidrostática P_h

La presión hidrostática, es la fuerza que genera una columna de fluido al fondo del recipiente que lo contiene. Este parámetro involucra la densidad del fluido analizado, así como la profundidad a la cual se encuentra el punto en el que se requiera analizar la presión del yacimiento.

$$P_h = \frac{\rho \times h}{10} \quad \dots 1.11$$

Donde:

P_h = Presión hidrostática en $[\text{kg}/\text{cm}^2]$.

ρ = Densidad del fluido en $[\text{gr}/\text{cm}^3]$.

h = Profundidad o longitud de la columna de fluido en $[\text{m}]$.

I.5.2 Presión Media del Yacimiento \bar{P}

Este parámetro es empleado para determinar un valor de presión promedio, el cual debe ser representativo de la presión en todo el yacimiento, esto se debe a que en la ecuación de balance de materia, se emplea un diferencial de presión el cual debe ser un valor promedio de todo el yacimiento. Debido a que la presión del yacimiento varía entre un punto y otro, tanto arealmente como verticalmente, se requiere hacer un promedio en la presión.

Para determinar la presión promedio de yacimiento no bastaría con hacer un promedio aritmético ya que esto podría generarnos valores de presión promedio erróneos, por lo que se recomienda que se haga un promedio de presión ponderado, que garantiza una presión promedio más exacta. Estos promedios podrían hacerse ponderados a un área o bien ponderados a un volumen, lo cual generaría una mayor exactitud en los valores calculados. Para determinar la forma en que se calculará la presión promedio, se tiene que considerar que datos se tienen disponibles.

I.5.2.1 Presión Media del Yacimiento por Promedio Aritmético

Este promedio de presión puede emplearse en el caso en que sólo se tenga la presión del pozo pero no se cuente con los datos del volumen de la formación afectado por esta presión y/o el área que se encuentre afectada por la misma.

$$\bar{P} = \sum_{i=1}^n \frac{P_i}{n} \quad \dots 1.12$$

Donde:

n = Número total de pozos.

P_i = Presión en el pozo i referida al plano equivalente.

I.5.2.2 Presión Media del Yacimiento Ponderada al Área

Este promedio de presión ponderada es aplicable cuando se tiene conocimiento del área que se encuentra afectada por el mismo valor de presión, lo cual generará un valor más exacto de la presión promedio en el yacimiento.

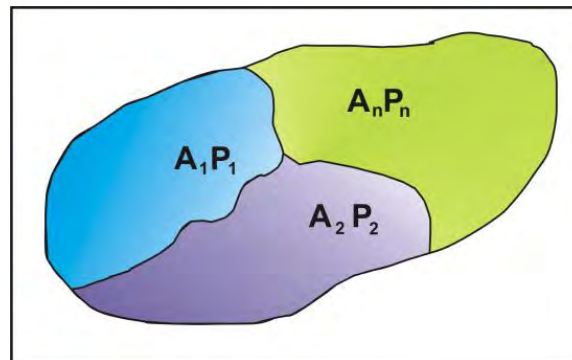


Figura I. 11 Mapa de zonas con la misma presión.

$$\bar{P} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i A_i}{\sum_{i=1}^n A_i} \quad \dots 1.13$$

Donde:

A_i = Área i del yacimiento con la misma presión.

n = Número total de zonas del yacimiento con diferente presión.

P_i = Presión media en la zona i del yacimiento referida al plano equivalente.

I.5.2.3 Presión Media del Yacimiento Ponderada al Volumen

Este promedio de presión ponderada puede aplicarse en el caso en que se cuente con la información del volumen que se encuentra afectado por el mismo valor de presión. Esta ponderación tiene un mayor grado de exactitud con respecto a las anteriores ya que involucra un volumen, y en el yacimiento, ya que lo que se maneja son volúmenes por lo que este análisis contempla de una mejor forma el fenómeno que ocurre en el yacimiento.

$$\bar{P} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i A_i h_i}{\sum_{i=1}^n A_i h_i} \quad \dots 1.14$$

Donde:

A_i = Área i correspondiente al espesor i con el mismo valor de presión.

h_i = Espesor i correspondiente al área i con el mismo valor de presión.

n = Número total de volúmenes ($A_i \cdot h_i$) con el mismo valor de presión.

P_i = Presión media en el volumen i del yacimiento referida al plano equivalente.

1.5.3 Presión Estática

Esta presión es la que se encuentra en el yacimiento, antes de empezar la producción, que para un tiempo t_0 es la presión inicial P_i , lo que implica que no hay movimiento de fluidos a través del medio poroso siendo esta una presión estática. Tras haber empezado la producción, la presión estática es la que se obtiene al cerrar el pozo y esperar un tiempo hasta que la presión se estabilice, una vez estabilizada la presión, se puede medir la presión estática para un tiempo t_1 , posteriormente se puede volver a producir y realizar el mismo proceso para determinar la presión estática a un tiempo t_2 y así sucesivamente hasta un tiempo t_n .

1.5.4 Presión de Fondo Fluyente P_{wf}

Esta es la presión leída en el fondo del pozo al nivel de la zona de los disparos, la cual es medida en el momento en que el pozo está produciendo. Esta presión puede ser medida mediante algún dispositivo medidor de presión, aunque en ocasiones no se cuenta con la herramienta necesaria para hacer tal medición, por lo que es necesario recurrir a otros métodos para determinar tal presión. Una alternativa para estimar dicha presión, es a través de correlaciones de flujo multifásico en tuberías, con las que se puede determinar la presión de fondo a partir de la presión medida en la cabeza del pozo, calculando las caídas de presión que se generan a lo largo del mismo.

I.6 Regímenes de Flujo

Los regímenes de flujo representan el comportamiento del flujo de fluidos y la distribución de la presión en función del tiempo. Existen tres tipos de flujo que representan las condiciones en las que variará la presión en función del tiempo, las cuales son:

- Flujo transitorio.
- Flujo pseudoestacionario.
- Flujo estacionario.

I.6.1 Flujo Transitorio

Este régimen de flujo considera una declinación natural causada por la expansión de fluidos confinados en el yacimiento dentro del área de drene, con un incremento continuo del radio de drene. Es decir, al abrir un pozo a producción, esto generará una alteración en el estado de equilibrio del yacimiento, generando una respuesta en la presión del pozo, por lo que la variación de la presión se propagará gradualmente alejándose del pozo con el paso del tiempo, incrementándose así el área que está siendo drenada por este.

El flujo transitorio se puede definir como la condición de flujo en que el cambio de presión en función del tiempo para cualquier posición en el yacimiento es diferente de cero y no es constante, es decir que no cambia linealmente con el tiempo, lo cual puede representarse mediante la ecuación 1.15 donde la derivada de la presión con respecto al tiempo está en función de la posición y del tiempo y es diferente de cero.

$$\left(\frac{\partial P}{\partial t}\right) = f(x, t) \neq 0 \quad \dots 1.15$$

Este fenómeno se representa en la Figura I.12, donde se esquematiza un pozo situado al centro de un yacimiento circular, en el que la onda de presión generada por la producción del pozo a gasto constante, genera el siguiente perfil de presiones en el yacimiento.

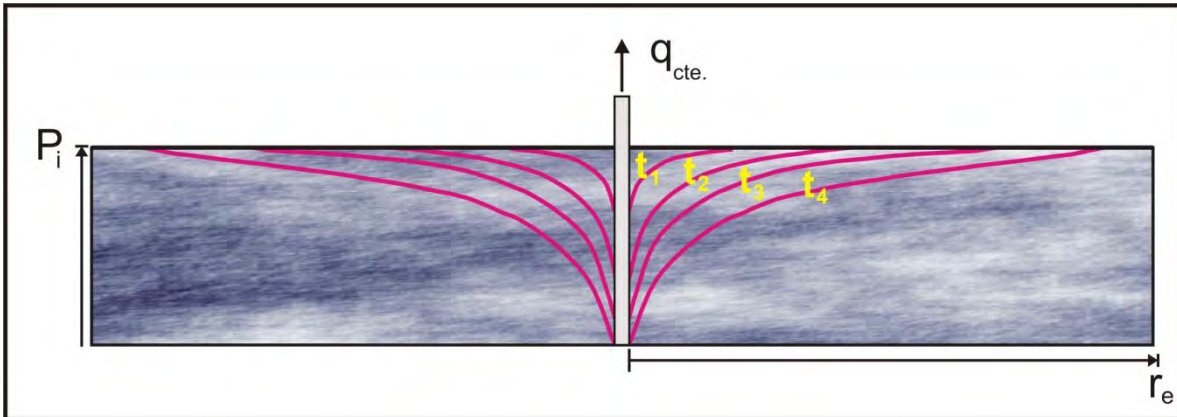


Figura I. 12 Variación de la presión produciendo a gasto constante en régimen de flujo transitorio.

En la Figura I.12 y Figura I.13, se observa que el radio de drenaje se incrementa con el paso del tiempo, dicho radio es también conocido con el nombre de radio de investigación (r_{inv}). Cabe destacar que para tiempos muy grandes (t_{inf}) en el que la onda de presión alcanza las fronteras del yacimiento, el comportamiento de yacimiento infinito finaliza en dicho momento, pero antes de ese momento el yacimiento presenta un comportamiento infinito.

Analizando este fenómeno desde la frontera del yacimiento, el periodo de flujo transitorio puede ser definido como el tiempo en que la frontera del yacimiento no ha sido afectada por la onda de presión y el comportamiento del yacimiento es infinito.

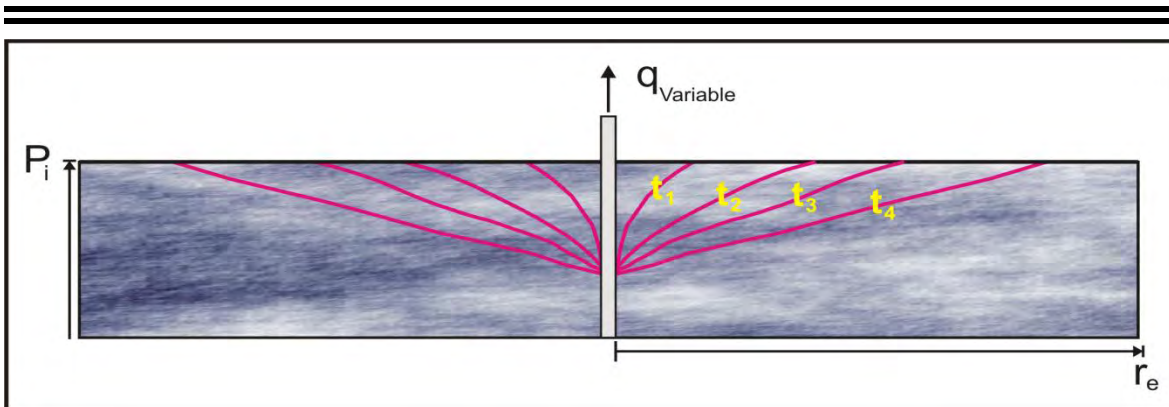


Figura I. 13 Variación de la presión produciendo a gasto constante en régimen de flujo transitorio.

I.6.2 Flujo Pseudoestacionario

En éste periodo del flujo, el abatimiento de presión inicia con el periodo de tiempo en el cual el radio de drene ha alcanzado la frontera, Figura I.14, es decir donde no hay flujo de fluidos. A partir de este momento, el área drenada por el pozo, comenzará a ser depresionada como una consecuencia de la producción, de tal modo que la variación de la presión con respecto al tiempo será constante. Esta condición de flujo puede definirse como el periodo de flujo en el que la variación de la presión en cualquier punto del yacimiento declina linealmente como función del tiempo.



Figura I. 14 La caída de presión en la frontera (tomada de las notas del Dr. Heber Cinco Ley).

En este periodo de flujo, la tasa de declinación de la presión es directamente proporcional a la tasa de producción del yacimiento e inversamente proporcional al volumen producido. Este régimen de flujo, se trata matemáticamente como una continuación del régimen de flujo transitorio, quedando la expresión de la ecuación 1.16.

$$\left(\frac{\partial P}{\partial t}\right) = \text{constante} \quad \dots 1.16$$

En la Figura I.15, se representa un yacimiento cilíndrico con un pozo situado al centro, en el que la onda de presión ha alcanzado la frontera, además de que el perfil de presiones es una continuación para el tiempo t_5 , siendo éste posterior a los tiempos de la Figuras I.12 para gasto constante y la Figura I.13 para gasto variable.

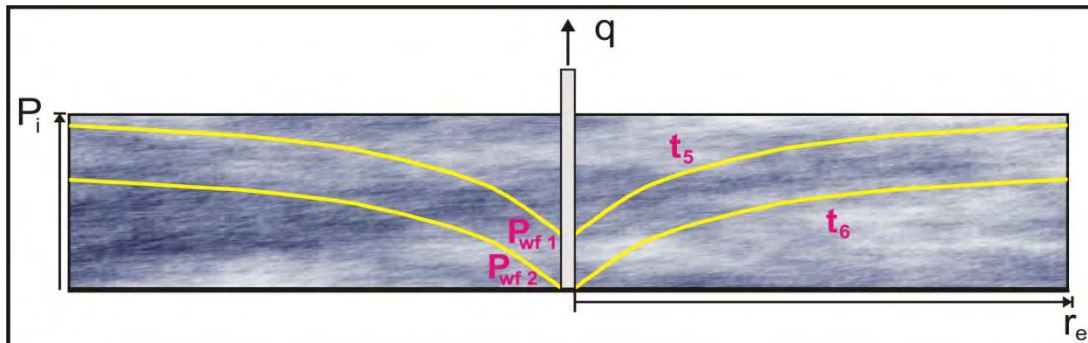


Figura I. 15 Variación de la presión en régimen pseudoestacionario.

Es de vital importancia comprender este régimen de flujo, ya que en base a las observaciones de los fenómenos que ocurren en esta etapa de flujo, se puede hacer una relación entre la variación de la presión de un tiempo y otro.

Como se verá en los capítulos III y IV, es justo en esta etapa de flujo en la que, la variación de la presión con respecto del tiempo para cualquier parte dentro del área de drenaje, se tiene una declinación lineal. Al ver que la variación en la presión de fondo fluyendo es lineal, se puede hacer una analogía del comportamiento de

esta variación de presión dinámica con la variación de la presión estática del yacimiento, la cual tendrá un comportamiento similar al de la declinación de la presión de fondo fluyente.

Posteriormente, se puede hacer una relación entre la variación de dichas presiones medidas a diferentes tiempos, los cuales deben encontrarse estrictamente dentro de este régimen de flujo para aplicar los métodos que se verán en los capítulos III y IV.

Una forma de estimar la caída de presión en el pozo exclusivamente durante el periodo de flujo pseudoestacionario, es con la ecuación 1.17, en la que se hace una consideración de los factores que intervienen para una correcta estimación de la caída de presión, tales factores son propiedades del aceite y de la roca. Una consideración adicional en esta ecuación es la forma del área de drene del pozo, ya que la variación de la presión depende de la posición del pozo dentro de ésta área.

Para $t \geq t_{pss}$

$$\Delta P_w = \frac{2\pi\alpha\beta qB}{\phi chA} t + \frac{\alpha qB\mu}{2kh} \left[\ln\left(\frac{A}{r_w^2}\right) + \ln\left(\frac{2.2458}{C_A}\right) + 2S \right] \quad \dots 1.17$$

Donde:

t_{pss} = inicio del flujo pseudoestacionario.

C_A = factor de eficiencia de drene (Figura I.16.)





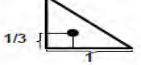




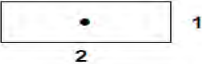
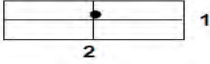
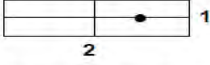
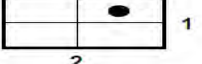

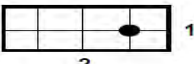
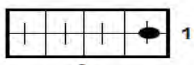

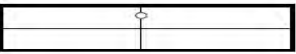
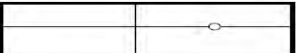
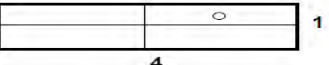
FACTORES DE FORMA		
Forma	C_A	t_{pss}
	31.62	0.1
	31.6	0.1
	27.6	0.2
	27.1	0.2
	21.9	0.4
	0.098	0.9
	12.9851	0.7
	4.5132	0.6
	3.3351	0.7
	21.8369	0.3
	10.8374	0.4
	4.5141	0.06
	2.0769	1.7
	3.1573	0.4
	0.5813	2.0
	0.1109	3.0
	5.3790	0.8
	2.6896	0.8
	0.2318	4.0
	0.1155	1.0

Figura I. 16 Factores de forma de Dietz, (tomado de notas Dr. Heber Cinco Ley).

I.6.3 Flujo Estacionario (Steady State Flow)

En este régimen de flujo la presión en cualquier parte del yacimiento y para cualquier tiempo es la misma, es decir que no cambia con el tiempo. Se puede expresar esta condición de flujo matemáticamente en la ecuación 1.18.

Esta condición puede presentarse en el caso en que el volumen de los fluidos producidos es sustituido completamente por otro. Esto podría deberse a un proyecto de mantenimiento de presión mediante la inyección de algún fluido o también por la entrada de agua debida a un acuífero asociado muy activo.

$$\left(\frac{\partial P}{\partial t}\right) = 0 \quad \dots 1.18$$

I.7 Pruebas de Presión Producción

Las pruebas de presión producción son una herramienta empleada para proveer información sobre características del yacimiento, pudiendo predecir con estas el desempeño del mismo, así como diagnosticar el daño presente en la formación. El análisis e interpretación de pruebas de presión producción en pozos es uno de los métodos más importantes disponibles para establecer características del yacimiento tales como la permeabilidad de la roca (k), la compresibilidad total del sistema (C_t), posición de las fronteras y fallas, entre otras.

Esta herramienta es útil para la caracterización del sistema pozo-yacimiento, ya que los cambios en la producción ocasionan alteraciones de presión tanto en el pozo como dentro de su área de drene. La respuesta de presión del yacimiento depende de las características propias del mismo, principalmente de la porosidad, permeabilidad, tipo de fluido, tipo de yacimiento (fracturado o no fracturado) y posición de los disparos. Las propiedades dinámicas del yacimiento son determinadas a partir de la interpretación del comportamiento de presión registrado en los pozos y la tasa de producción de aceite y/o gas.

Las pruebas de presión producción, se basan en inducir una perturbación en el yacimiento, alterando una de las dos variables (generalmente el gasto) y se registran sus efectos sobre la otra variable (presión). Con la interpretación de la presión registrada a lo largo de la prueba de presión producción, se pueden estimar parámetros adicionales relacionados al flujo de fluidos, tales como:

- Comunicación entre pozos.
- Límites del yacimiento (fallas, fracturas).
- Daño de formación.

Durante la vida productiva del yacimiento es necesario el control y evaluación de su comportamiento así como de las condiciones de los pozos productores. La caracterización del yacimiento es indispensable para la predicción de su comportamiento y la producción del mismo. Las pruebas hechas en pozos deben ser diseñadas, realizadas y evaluadas de acuerdo con la información que se desee obtener, considerando las limitaciones prácticas existentes.

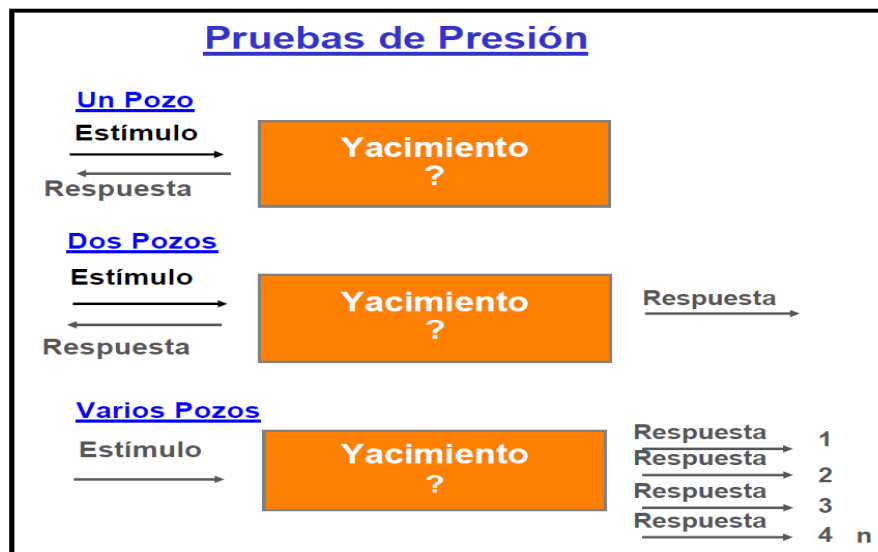


Figura I. 17 Esquema de las respuestas generadas por el estímulo en un pozo en función del número de pozos involucrados, (notas Dr. Heber Cinco Ley).

PRUEBAS DE PRESION

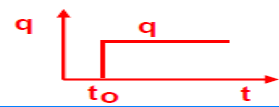
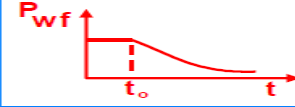
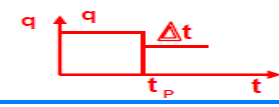
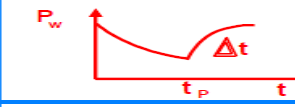
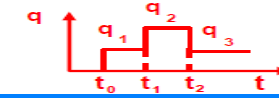
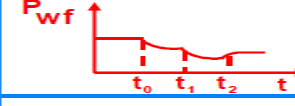
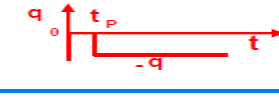
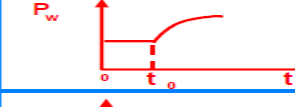
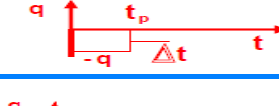
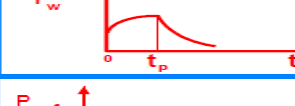
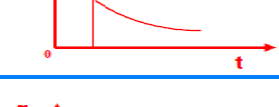
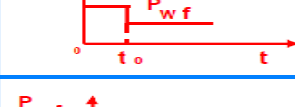


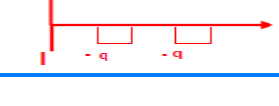
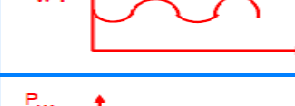
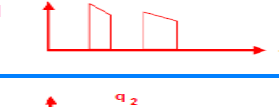
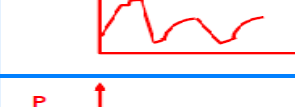
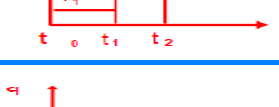
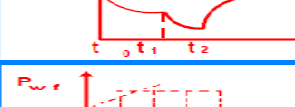
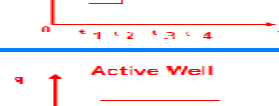
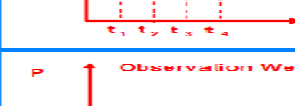
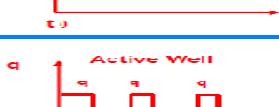
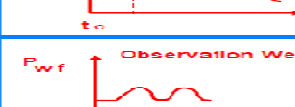
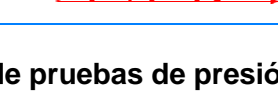
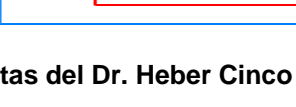
TIPO	GASTO	PRESION
1.- DECREMENTO		
2.- INCREMENTO		
3.- Q VARIABLE		
4.- INYECCION		
5.- ABATIMIENTO		
6.- PRESION CONSTANTE		
7.- POTENCIAL		
8.- INTERFERENCIA VERTICAL		
9.- PRUEBA DE FORMACION		
10.- MULTIPRUEBA DE FORMACION		
11.- PRUEBAS DE ESCALERA		
12.- INTERFERENCIA		
13.- PULSOS		

Figura I. 18 Diferentes tipos de pruebas de presión, (notas del Dr. Heber Cinco Ley).

El tipo de pruebas que se analizarán en este trabajo son pruebas de incremento y pruebas de decremento de presión, ya que la finalidad de este es presentar un método de balance de materia útil para evitar las pruebas de incremento de presión evadiendo así el cierre de pozos y por ende la pérdida de producción.

I.7.1 Pruebas de Incremento de Presión (Build-Up Test)

La prueba de incremento de presión es una prueba utilizada en la caracterización de yacimientos, principalmente se emplea para determinar la presión estática del yacimiento, permeabilidad y daño a la formación, por lo que su implementación es de utilidad en pozos nuevos.

Básicamente la prueba de incremento de presión consiste en tener un pozo produciendo, en el que se mide la presión al fondo, posteriormente se cierra por un periodo de tiempo, mientras se sigue midiendo la presión al fondo del mismo, la cual después de un periodo de estabilización, será igual a la presión estática dentro del área de drenaje del pozo. Posteriormente, el pozo es nuevamente puesto a producir, esto se aprecia en la Figura I.19.

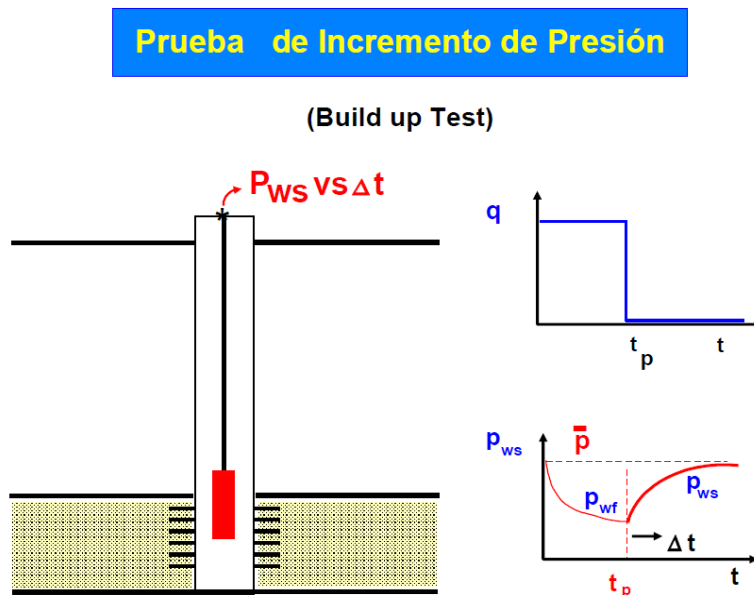


Figura I. 19 Prueba de incremento de presión, (notas del Dr. Heber Cinco Ley).

La interpretación de las pruebas de incremento de presión no es tan simple como parece, ya que muchos factores pueden influir en la forma de la curva de presión obtenida. Los efectos de almacenamiento en el pozo, fracturas, especialmente en formaciones de baja permeabilidad, pueden tener un mayor efecto sobre la forma de la curva. Otro problema práctico que puede generar alguna dificultad en la aplicación de la prueba, incluye medidores de presión de fondo en malas condiciones, adicionalmente, el comportamiento de la presión en pozos con alta RGA pueden presentar saltos en la presión registrada durante la prueba, en tales casos, la presión de fondo se incrementa hasta un máximo, para finalmente decrecer en forma normal.

I.7.2 Pruebas de Decremento de Presión (Drawdown Test)

La prueba de decremento de presión es realizada en un pozo productor, comenzando idealmente con una presión uniforme en el yacimiento, en donde el gasto de producción y la presión son registradas como funciones del tiempo. Los objetivos de la prueba de decremento de presión usualmente incluyen la estimación de la permeabilidad, factor de daño y en algunas ocasiones el volumen del yacimiento, siendo esto posible cuando se presenta el régimen de flujo pseudoestacionario.

Esta prueba es de utilidad en el método de balance de materia dinámico, ya que como se verá en el capítulo III, este método emplea presiones de fondo fluyentes y las convierte en presiones estáticas promedio del yacimiento para poder aplicarlas en el método de balance de materia tradicional.

La prueba de decremento de presión consiste en tener un pozo cerrado, al que se mide la presión al fondo para posteriormente ponerse en producción durante un periodo de tiempo mientras se sigue registrando la presión medida al fondo de éste mientras que sigue fluyendo, lo cual se ilustra en la Figura I.20. La utilidad de esta prueba en el balance de materia dinámico, consiste en detectar el régimen de flujo pseudoestacionario, que es detectado cuando la variación de la presión con

respecto del tiempo se mantiene constante, una vez detectado este régimen de flujo en la curva de presión medida, se puede empezar a aplicar dicho método.

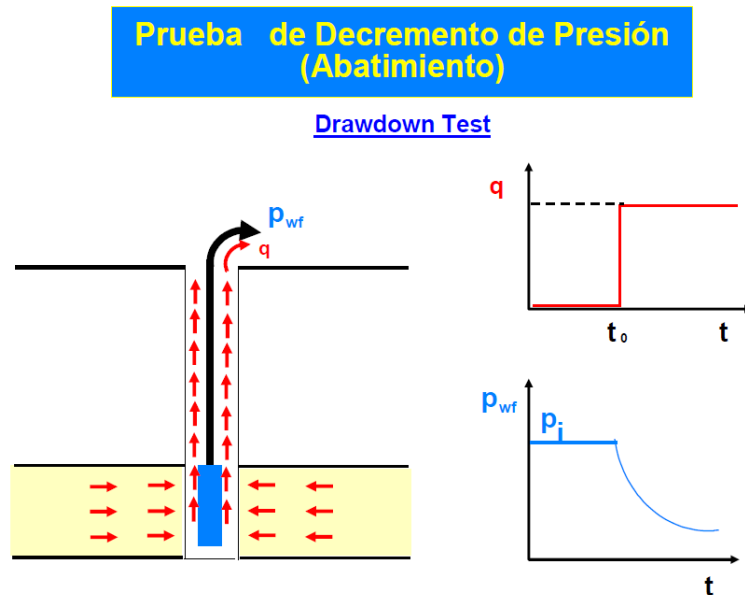


Figura I. 20 Prueba de decremento de presión, (notas del Dr. Heber Cinco Ley).

Al conocer en qué consisten y qué se obtiene de estas dos pruebas de presión producción, surge la necesidad de emplear un método que evite el cierre de pozos para determinar las presiones estáticas del yacimiento, haciendo de lado la pérdida de producción para aplicar el balance de materia y poder estimar volúmenes originales de hidrocarburos, mecanismos de desplazamiento, entre otros.

II. BALANCE DE MATERIA TRADICIONAL

El balance de materia es un concepto físico empleado en la ingeniería, el cual enfocado en la ingeniería de yacimientos, permite la estimación de volúmenes originales de aceite y/o gas, así como también la entrada de agua al yacimiento debida a un acuífero asociado, si así es el caso. La precisión y exactitud del método está en función de la cantidad y calidad de los datos que se tengan disponibles. Este método en conjunto con los datos de las propiedades de la roca y de los fluidos presentes en el yacimiento, pueden ser utilizados para estimar las expansiones que tendrán los elementos del sistema roca-fluidos en función de las caídas de presión que se generen.

La ecuación de balance de materia para un yacimiento de hidrocarburos se obtiene aplicando el principio de la conservación de la materia, para el caso de yacimientos de aceite negro, de gas seco o gas húmedo, en los que la composición y la densidad no cambian notablemente al disminuir la presión, el balance puede realizarse en base a sus volúmenes.

Para el sistema de hidrocarburos, es simplemente un balance volumétrico que considera la producción total como la diferencia entre el volumen inicial de hidrocarburos en el yacimiento y el volumen remanente en el mismo.

El balance de materia utilizado en yacimientos es totalmente análogo al principio de conservación de la masa utilizado en diferentes disciplinas, en las que se utiliza un volumen de control para cuantificar los cambios existentes en el mismo.

Como se verá a lo largo de este capítulo, la ecuación de balance de materia, se encuentra en función de la presión y de la producción de los fluidos, por lo que es de vital importancia medir tanto la presión como la producción de fluidos para tener una aplicación exitosa del método de balance de materia. Es por ello que también debe hacerse un análisis de presión volumen y temperatura (pVT) de los

fluidos contenidos en el yacimiento para determinar las propiedades de los fluidos con respecto a la presión.

La ecuación de balance de materia es una expresión matemática en la que se tiene por un lado de la ecuación, la suma de las expansiones de todos los elementos que conforman al yacimiento (agua, roca, aceite y/o gas), mientras que del otro lado de la ecuación se tienen los volúmenes producidos debido a la caída de presión generada en el yacimiento.

Cabe destacar que las presiones empleadas en la ecuación de balance de materia tradicional, son presiones promedio representativas de todo el yacimiento, por lo que para determinar estas presiones promedio se requiere hacer un cierre de pozo (prueba de incremento de presión) y esperar hasta que la presión se estabilice. Una vez estimado el valor de presión promedio, es posible utilizar los valores de las propiedades de la roca y de los fluidos correspondientes a este valor de presión.

Para determinar este valor de presión promedio del yacimiento, es necesario hacer el mismo cierre en cada pozo del yacimiento y después realizar una ponderación de la presión en función del área o en función del volumen dependiendo la disponibilidad de los datos que se tengan, siendo más exacta la ponderación por volumen.

II.1 Consideraciones Generales de la Ecuación de Balance de Materia

Para la aplicación de la ecuación de balance de materia deben hacerse ciertas consideraciones dentro de las cuales se tiene:

1. El yacimiento es una unidad completa, homogénea e isotrópica. Sin embargo con ciertas restricciones, el balance de materia se puede aplicar en partes o secciones del campo; es decir, que no exista movimiento de fluidos entre diferentes áreas o divisiones del campo.
2. El aceite y el gas se comportan en el yacimiento en forma similar a como lo hicieron en el laboratorio durante el análisis PVT.
3. El campo al cual se esté aplicando el balance de materia se encuentra desarrollado.
4. Existe un equilibrio en la presión en todo el yacimiento y durante todo el tiempo de la explotación. Esto implica que en el yacimiento no existan presiones diferenciales de gran magnitud y que no ocurra cambio en la composición del fluido, excepto el indicado en los análisis PVT.

La ecuación de balance de materia tiene diversas consideraciones dependiendo el caso que se esté analizando, como por ejemplo para yacimientos de gas, de aceite saturado o de aceite bajo saturado, los cuales podrían tener o no entrada de agua. Al haber diferentes casos, se requiere aplicar ecuaciones específicas para cada caso, por lo que una vez conocido el tipo de yacimiento, se deberá seleccionar el tipo de ecuación para su aplicación.

II.2 Ecuación de Balance de Materia para un Yacimiento de Aceite Bajo Saturado

En esta ecuación se hace la consideración de que no existe la fase gaseosa dentro del yacimiento; es decir, no hay presencia de gas libre, además de que puede o no haber entrada de agua debida a un acuífero asociado. Esta ecuación es la más sencilla debido a las consideraciones que se tienen por lo que para su deducción se hace el siguiente planteamiento:

$$\text{Expansión} = \text{Producción} \quad \dots 2.1$$

Como ya se mencionó anteriormente, la expansión que se emplea en la ecuación 2.1 es la de todos los componentes de yacimiento, los cuales para un yacimiento de aceite bajo saturado son agua, aceite y la roca, también es necesario considerar la entrada de agua al yacimiento debida a la presencia de un acuífero, quedando entonces que:

$$E_o + E_w + E_f + W_e = \text{Producción} \quad \dots 2.2$$

Analizando el término de expansión presente en la ecuación 2.1 se tiene:

$$\text{Expansión} = \left(\text{Volumen que será expandido} \right) \times \left(\text{Compresibilidad de dicho volumen} \right) \times \left(\text{Caída de presión que generará la expansión} \right) \dots 2.3$$

Llevando los términos de expansión empleados en la ecuación 2.2 a la ecuación 2.3, se tiene lo siguiente:

Para la expansión del aceite se tiene:

$$E_o = V_{oi} C_o \Delta P \quad \dots 2.4$$

Análogamente para la expansión del agua congénita se tiene:

$$E_w = V_{wi} C_w \Delta P \quad \dots 2.5$$

Finalmente para la expansión de la formación se tiene:

$$E_f = V_{pi} C_f \Delta P \quad \dots 2.6$$

Dado que:

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \quad \dots 2.7$$

Despejando el volumen del fluido V_f :

$$V_f = V_p S_f \quad \dots 2.8$$

Sustituyendo la ecuación 2.8 en las ecuaciones 2.4 y 2.5 respectivamente, se tiene:

$$E_o = V_{pi} S_{oi} C_o \Delta P \quad \dots 2.9$$

$$E_w = V_{pi} S_{wi} C_w \Delta P \quad \dots 2.10$$

Despejando del volumen de poro V_p de la ecuación 2.7 se tiene:

$$V_p = \frac{V_f}{S_f} \quad \dots 2.11$$

Se puede representar el volumen de poros a través de la ecuación 2.11, en la que se relaciona como volumen de fluido al volumen original de aceite medido a condiciones de yacimiento y para representar la saturación de dicho fluido, en este caso se trata de un yacimiento de aceite bajo saturado, por lo que los únicos fluidos que se encuentran presentes en el yacimiento son aceite y agua, teniendo entonces:

$$V_{pi} = \frac{NB_{oi}}{1 - S_{wi}} \quad \dots 2.12$$

Sustituyendo la ecuación 2.12 en las ecuaciones 2.6, 2.9 y 2.10 se tiene:

$$E_f = \frac{NB_{oi}}{1 - S_{wi}} C_f \Delta p \quad \dots 2.13$$

$$E_o = \frac{NB_{oi}}{1 - S_{wi}} S_{oi} C_o \Delta P \quad \dots 2.14$$

$$E_w = \frac{NB_{oi}}{1 - S_{wi}} S_{wi} C_w \Delta P \quad \dots 2.15$$

Sustituyendo las ecuaciones 2.13, 2.14 y 2.15 en la ecuación 2.2 se tiene:

$$\frac{NB_{oi}}{1 - S_{wi}} S_{oi} C_o \Delta P + \frac{NB_{oi}}{1 - S_{wi}} S_{wi} C_w \Delta P + \frac{NB_{oi}}{1 - S_{wi}} C_f \Delta P + W_e = Producción \dots 2.16$$

Reescribiendo la ecuación 2.16 se tiene:

$$NB_{oi} \frac{S_{oi} C_o}{1 - S_{wi}} \Delta P + NB_{oi} \frac{S_{wi} C_w}{1 - S_{wi}} \Delta P + NB_{oi} \frac{C_f}{1 - S_{wi}} \Delta P + W_e = Producción \dots 2.17$$

Factorizando NB_{oi} y ΔP de la ecuación 2.17 se tiene:

$$NB_{oi} \Delta P \left(\frac{S_{oi} C_o}{1 - S_{wi}} + \frac{S_{wi} C_w}{1 - S_{wi}} + \frac{C_f}{1 - S_{wi}} \right) + W_e = Producción \quad \dots 2.18$$

Simplificando la ecuación 2.18:

$$NB_{oi} \Delta P \left(\frac{S_{oi} C_o + S_{wi} C_w + C_f}{1 - S_{wi}} \right) + W_e = Producción \quad \dots 2.19$$

El término compresibilidad efectiva de la formación c_e es un término que representa la variación en el volumen del yacimiento considerando tanto los fluidos contenidos en éste, así como la roca. De acuerdo a lo anterior, la compresibilidad efectiva de la formación en la ecuación 2.20.

$$c_e = \left(\frac{S_{oi} C_o + S_{wi} C_w + C_f}{1 - S_{wi}} \right) \quad \dots 2.20$$

Sustituyendo la ecuación 2.20 en la ecuación 2.19 se tiene:

$$N B_{oi} c_e \Delta P + W_e = Producción \quad \dots 2.21$$

Trabajando el lado derecho de la igualdad, la producción que se tiene en la etapa de bajo saturación, es igual a la producción acumulada de aceite y agua, por lo que se tiene la siguiente expresión:

$$N B_{oi} c_e \Delta P + (W_e - W_p B_w) = N_p B_o \quad \dots 2.22$$

En la ecuación 2.22 representa la ecuación de balance de materia para un yacimiento de aceite bajo saturado, es decir que la presión del yacimiento es mayor a la presión de saturación ($P_y > P_b$), en la que se considera tanto la expansión de los fluidos contenidos en el yacimiento (aceite, agua y gas disuelto), como la expansión de la roca que conforma al éste, además de la entrada de agua debida a un acuífero asociado.

No obstante puede que se dé el caso en que se esté analizando un yacimiento volumétrico o cerrado en el que se asume que no hay entrada de agua por lo que la ecuación 2.22 se modificaría debido a que la entrada de agua $W_e = 0$ quedando la ecuación 2.23.

$$N B_{oi} c_e \Delta P - W_p B_w = N_p B_o \quad \dots 2.23$$

Sí ahora se considera también que al no haber entrada de agua, la producción de agua sería despreciable ya que no hay una fuente de la cual pueda sustituir el volumen de los fluidos extraídos del yacimiento, por lo que se tiene la ecuación 2.24.

$$N B_{oi} c_e \Delta P = N_p B_o$$

... 2.24

En la ecuación 2.24 se presenta la ecuación de balance de materia para un yacimiento de aceite bajo saturado sin entrada de agua.

Cabe destacar que puede haber un acuífero asociado al yacimiento, el cual no aporte agua, por lo que se considera que éste es una masa de agua presente en la parte inferior del yacimiento, es por eso que no basta con tener un acuífero asociado al yacimiento para decir que existe entrada de agua al yacimiento, sino que además de haber un acuífero asociado, éste debe ser activo para que haya aporte de agua de éste a la formación.

II.3 Ecuación de Balance de Materia para un Yacimiento de Aceite Saturado

En la ecuación de balance de materia para un yacimiento de aceite saturado, se considera que la presión del yacimiento se encuentra por debajo de la presión de saturación $P_y < P_b$, lo que implica que ya se tiene presente de la fase gaseosa dentro del yacimiento, y posiblemente la presencia de un casquete de gas. Al trabajar con esta ecuación hay que tener presente que habrá un incremento de la fase gaseosa con cada abatimiento de presión y al igual que en el caso de un yacimiento de aceite bajo saturado, puede haber o no entrada de agua a la formación debido a un acuífero asociado.

Para deducir esta ecuación se parte del concepto de que en el yacimiento, inicialmente se tiene un volumen original de gas libre y un volumen original de aceite y después de un abatimiento de presión, se tendrá un volumen de gas libre residual más un volumen de aceite residual y la entrada neta de agua en el yacimiento. Esquematizando el enunciado anterior se tiene la Figura II.1.

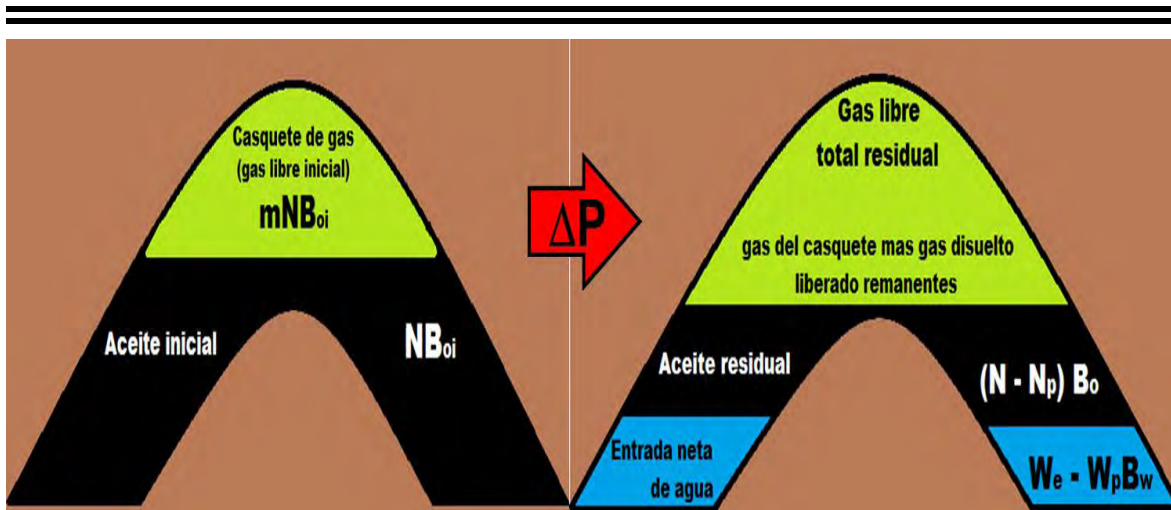


Figura II. 1 Esquematzación de un yacimiento de aceite saturado con entrada de agua y su comportamiento al haber un abatimiento de presión.

De lo descrito en el párrafo anterior se tiene la siguiente ecuación:

$$NB_{oi} + mNB_{oi} = [(N - N_p)B_o] + W_e - W_p B_w + \text{Gas libre residual @cy} \quad \dots 2.25$$

Despejando el gas libre residual medido a condiciones de yacimiento se tiene:

$$\text{Gas libre residual @cy} = NB_{oi} + mNB_{oi} - [(N - N_p)B_o] - W_e + W_p B_w \quad \dots 2.26$$

Una vez que se tiene la ecuación 2.26, se puede realizar el siguiente análisis para el volumen de gas medido a condiciones estándar:

El volumen de gas inicial disuelto en el aceite más el volumen de gas inicial en el casquete, será igual al volumen de gas libre residual más el volumen de gas disuelto residual y el volumen de gas producido. Llevando esta expresión a una ecuación se tiene la ecuación 2.27.

$$NR_{si} + \frac{mNB_{oi}}{B_{gi}} = \frac{NB_{oi} + mNB_{oi} - [(N - N_p)B_o] - W_e + W_p B_w}{B_g} + [(N - N_p)R_s] + N_p R_p \quad \dots 2.27$$

Sustituyendo el término B_{oi} por B_{ti} ya que para el caso de un yacimiento de aceite saturado, el término B_{ti} considera tanto la fase líquida como la fase gaseosa, por lo que se llega a la ecuación 2.28.

$$NR_{si} + \frac{mNB_{ti}}{B_{gi}} = \frac{NB_{ti} + mNB_{ti} - [(N - N_p)B_o] - W_e + W_p B_w}{B_g} + [(N - N_p)R_s] + N_p R_p \dots 2.28$$

Multiplicando ambos lados de la ecuación 2.28 por B_g se obtiene:

$$NR_{si}B_g + \frac{mNB_{ti}B_g}{B_{gi}} = \frac{\{NB_{ti} + mNB_{ti} - [(N - N_p)B_o] - W_e + W_p B_w\}B_g}{B_g} + [(N - N_p)R_s B_g] + N_p R_p B_g \dots 2.29$$

Simplificando se tiene:

$$NR_{si}B_g + \frac{mNB_{ti}B_g}{B_{gi}} = NB_{ti} + mNB_{ti} - [(N - N_p)B_o] - W_e + W_p B_w + [(N - N_p)R_s B_g] + N_p R_p B_g \dots 2.30$$

Desarrollando y reordenando la ecuación 2.30 se tiene:

$$NR_{si}B_g + mNB_{ti} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} \right) - mNB_{ti} - NB_{ti} = -NB_o + N_p B_o - W_e + W_p B_w + NR_s B_g - N_p R_s B_g + N_p R_p B_g \dots 2.31$$

Factorizando el término mNB_{ti} y reordenando la ecuación 2.31 se tiene:

$$NR_{si}B_g + mNB_{ti} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) - NB_{ti} + NB_o - NR_s B_g = N_p B_o - W_e + W_p B_w - N_p R_s B_g + N_p R_p B_g \dots 2.32$$

Reordenando la ecuación 2.32 se tiene:

$$NB_o + NR_{si}B_g - NR_s B_g - NB_{ti} + mNB_{ti} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) = N_p B_o - N_p R_s B_g + N_p R_p B_g - W_e + W_p B_w \dots 2.33$$

Factorizando el término NB_g del lado izquierdo y $N_p B_g$ del lado derecho de la ecuación 2.33 y se tiene:

$$NB_o + NB_g(R_{si} - R_s) - NB_{ti} + mNB_{ti} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) = N_p B_o + N_p B_g(R_p - R_s) - W_e + W_p B_w \dots 2.34$$

Factorizando N en los primeros dos términos de la ecuación 2.34 se tiene:

$$N[B_o + B_g(R_{si} - R_s)] - NB_{ti} + mNB_{ti} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) = N_p[B_o + B_g(R_p - R_s)] - W_e + W_p B_w \quad \dots 2.35$$

Dado que $B_t = B_o + B_g(R_{si} - R_s)$, y aplicándolo en la ecuación 2.35 se tiene:

$$NB_t - NB_{ti} + mNB_{ti} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) = N_p[B_o + B_g(R_p - R_s)] - W_e + W_p B_w \quad \dots 2.36$$

Factorizando N y reordenando la ecuación 2.36, se tiene:

$$N \left[(B_t - B_{ti}) + mB_{ti} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \right] + (W_e - W_p B_w) = N_p[B_o + B_g(R_p - R_s)] \quad \dots 2.37$$

En la ecuación 2.37 se tiene la ecuación de balance de materia para un yacimiento de aceite saturado, es decir que la presión del yacimiento es menor a la presión de saturación ($P_y < P_b$), en la que se considera entrada de agua debida a un acuífero asociado.

No obstante puede que sea el caso en que se esté analizando un yacimiento sin entrada de agua por lo que la ecuación 2.37 se modificaría debido a que la entrada de agua, $W_e = 0$ lo que implica que la producción de agua sería despreciable ya que no hay una fuente que pueda inundar al yacimiento, por lo que se tiene la ecuación 2.38.

$$N \left[(B_t - B_{ti}) + mB_{ti} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \right] = N_p[B_o + B_g(R_p - R_s)] \quad \dots 2.38$$

II.2 Ecuación de Balance de Materia para un Yacimiento de Gas

Esta ecuación aplica a los fluidos que se encuentran saturando los poros de la formación, los cuales son agua y gas. Es importante aclarar que el tipo de yacimiento al cual es aplicable esta ecuación, es a un yacimiento de gas seco, puesto que este gas no contiene suficientes moléculas de los componentes pesados como para formar hidrocarburos líquidos, por lo que se entiende que sí a condiciones de superficie no se tienen hidrocarburos en fase líquida, mucho menos habrá hidrocarburos en fase líquida en el yacimiento, por lo que los hidrocarburos presentes en el yacimiento siempre se mantendrán dentro de la región de la fase gaseosa de acuerdo con el diagrama de fases.

La deducción de la ecuación de balance de materia para un yacimiento de gas seco es considerablemente sencilla, ya inicialmente sólo se tendrá el volumen inicial de gas y después de un abatimiento de presión se tendrá un volumen de gas remanente ya que no habrá formación de una fase líquida debido a que como ya se mencionó anteriormente se trata de un yacimiento de gas seco. También puede presentarse el caso en el que se considere la entrada de agua al yacimiento debida a un acuífero activo asociado, lo cual modificará un poco la ecuación. Esquematisando lo antes mencionado, podemos representar el comportamiento de un yacimiento de gas en la Figura II.2.

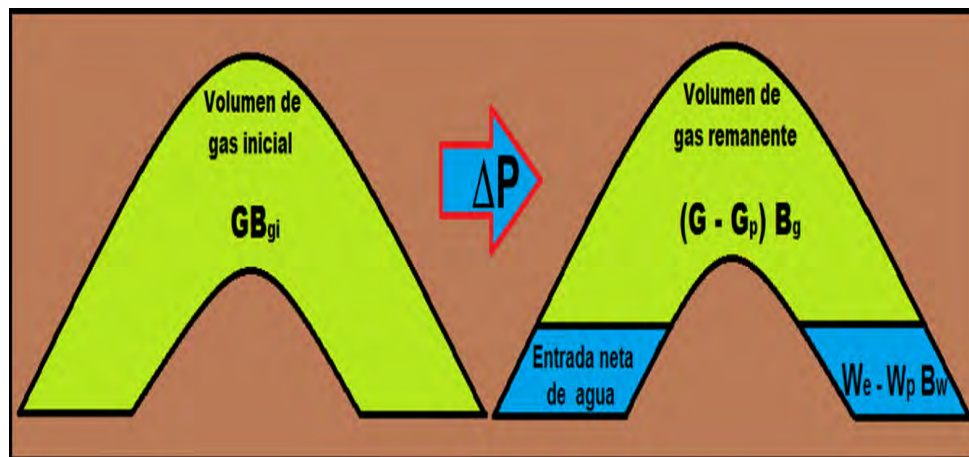


Figura II. 2 Figura que representa el comportamiento de un yacimiento de gas seco después de un abatimiento de presión, considerando un acuífero asociado.

Llevando la Figura II.2 a una ecuación se tiene que:

$$GB_{gi} = (G - G_p)B_g \quad \dots 2.39$$

Desarrollando la ecuación 2.39 se tiene:

$$GB_{gi} = GB_g - G_p B_g \quad \dots 2.40$$

Agrupando terminos se tiene:

$$GB_{gi} - GB_g = -G_p B_g \quad \dots 2.41$$

Multiplicando ambos lados de la ecuación 2.41 por menos uno se tiene:

$$GB_g - GB_{gi} = G_p B_g \quad \dots 2.42$$

Factorizando la ecuación 2.42 se tiene:

$$G(B_g - B_{gi}) = G_p B_g \quad \dots 2.43$$

En la ecuación 2.43 se tiene la ecuación de balance de materia para un yacimiento de gas seco, en el que no se considera entrada de agua, expansión del agua congénita ni expansión de la formación.

Para aplicar la ecuación de balance de materia de forma más acertada, se debe considerar que en el yacimiento también hay una expansión tanto del agua congénita como de la formación, por lo que se hace el siguiente desarrollo:

Adicionando las ecuaciones 2.6 y 2.10 en la ecuación 2.43 se tiene:

$$G(B_g - B_{gi}) + V_{pi} S_{wi} C_w \Delta P + V_{pi} C_f \Delta P = G_p B_g \quad \dots 2.44$$

Factorizando los términos $V_{pi} \Delta P$ se tiene:

$$G(B_g - B_{gi}) + V_{pi} \Delta P(S_{wi} C_w + C_f) = G_p B_g \quad \dots 2.45$$

Retomando la ecuación 2.11 y haciendo análogamente lo que se hizo en la ecuación 2.12, pero ahora para un yacimiento de gas el volumen de fluido inicial que se tiene en el yacimiento es el volumen de gas inicial, y la saturación de este será la diferencia entre el cien por ciento y la saturación de agua congénita ya que sólo se tienen estos dos fluidos presentes en el yacimiento, por lo que al aplicar este análisis en la ecuación 2.11 se tiene:

$$V_{pi} = \frac{GB_{gi}}{1 - S_{wi}} \quad \dots 2.46$$

Sustituyendo la ecuación 2.46 en la ecuación 2.45 se tiene:

$$G(B_g - B_{gi}) + \frac{GB_{gi}}{1 - S_{wi}} \Delta P (S_{wi} C_w + C_f) = G_p B_g \quad \dots 2.47$$

Factorizando y reordenando la ecuación 2.47 se tiene:

$$G \left[(B_g - B_{gi}) + B_{gi} \left(\frac{S_{wi} C_w + C_f}{1 - S_{wi}} \right) \Delta P \right] = G_p B_g \quad \dots 2.48$$

La ecuación 2.48 representa la ecuación de balance de materia para un yacimiento de gas seco en la que se considera la expansión de la formación y del agua congénita.

No obstante puede que sea el caso en que se esté analizando un yacimiento con entrada de agua por lo que la ecuación 2.48 se modificaría debido a que tanto la entrada de agua como la producción de la misma sería considerada, por lo que la ecuación 2.48 tendría que ser modificada, adicionando el término de entrada neta de agua quedando la ecuación 2.49.

$$G \left[(B_g - B_{gi}) + B_{gi} \left(\frac{S_{wi} C_w + C_f}{1 - S_{wi}} \right) \Delta P \right] + (W_e - W_p B_w) = G_p B_g \quad \dots 2.49$$

En la ecuación 2.49 se presenta la ecuación de balance de materia para un yacimiento de gas seco, en el que se considera la expansión de la formación, del agua congénita, y la entrada de agua debida a un acuífero activo asociado al yacimiento.

Cabe mencionar que en un yacimiento de gas, la recuperación del hidrocarburo disminuye cuando se tiene la entrada de un acuífero debido a que el agua reduce rápidamente saturación crítica del gas, impidiendo con esto su desplazamiento a través del medio poroso. Nótese que la roca siempre será mojada por agua ya que el gas no es un fluido mojante por eso en los yacimientos de gas seco, el fluido mojante siempre será el agua.

II.5 Evaluación de los Índices de Empuje

Lo que diferencia la ecuación de balance de materia de los métodos volumétricos es que con ella, se puede determinar la influencia de los mecanismos de desplazamiento sobre la producción obtenida en superficie, siendo de gran ayuda en la planeación de un posible método de recuperación mejorada.

En la Figura II.3 se presenta una gráfica en la que se observan los diferentes índices de empuje y el factor de recuperación que aportarían según el porcentaje de presión que se tenga en el yacimiento con respecto de la presión inicial. Esta gráfica puede aplicarse conociendo el mecanismo de empuje predominante en el yacimiento.

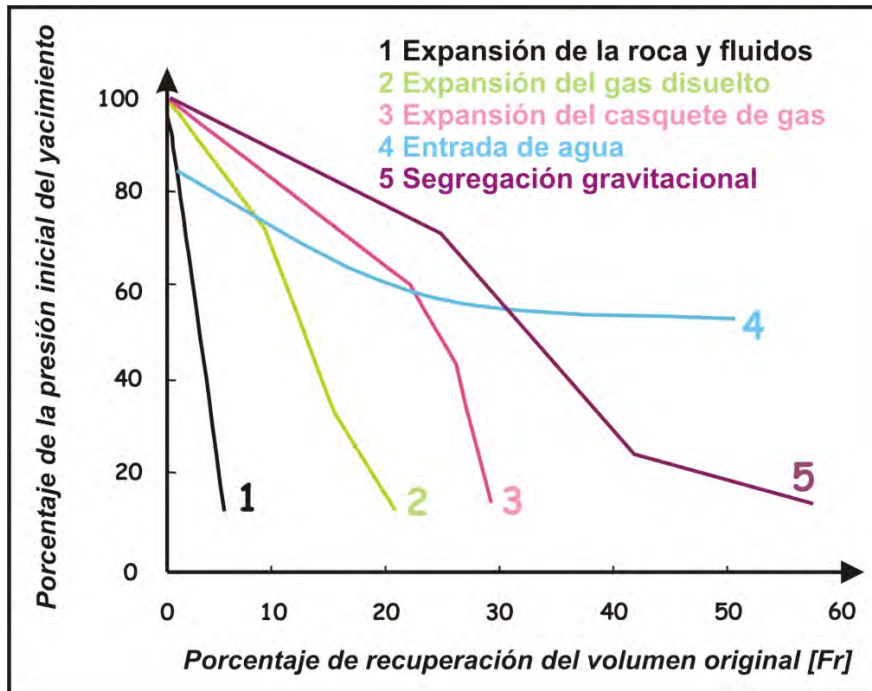


Figura II. 3 Gráfica del porcentaje de recuperación del volumen original en función del porcentaje de presión actual en el yacimiento en función del mecanismo de desplazamiento dominante.

La evaluación de los índices de empuje se puede realizar haciendo una relación de las expansiones de los fluidos confinados en el yacimiento y la roca, entre la producción. El análisis que se presentará a continuación, es aplicable considerando que se tiene una explotación primaria (agotamiento natural), por lo que la energía del yacimiento es debida únicamente a las expansiones de los elementos que lo conforman.

En el caso que se esté haciendo este análisis para una etapa de bajo saturación, la relación aplicable para cada caso es la siguiente:

Para evaluar el índice de empuje debida a la expansión del aceite y su gas disuelto se tiene que:

$$I_o = \frac{E_o}{N_p B_o} \quad \dots 2.50$$

Sí se sustituye la ecuación 2.14 en la ecuación 2.50 se tiene:

$$I_o = \frac{\frac{NB_{oi}}{1 - S_{wi}} S_{oi} C_o \Delta P}{N_p B_o} \quad \dots 2.51$$

Con la ecuación 2.51 se puede calcular el porcentaje de la producción debida a la expansión del aceite y su gas disuelto en la etapa de bajo saturación.

Para evaluar el índice de empuje debido a la expansión del agua congénita en el yacimiento en la etapa de bajo saturación, se tiene que:

$$I_w = \frac{E_w}{N_p B_o} \quad \dots 2.52$$

Sustituyendo la ecuación 2.15 en la ecuación 2.52 se tiene:

$$I_w = \frac{\frac{NB_{oi}}{1 - S_{wi}} S_{wi} C_w \Delta P}{N_p B_o} \quad \dots 2.53$$

Con la ecuación 2.53 se puede calcular el porcentaje de la producción debida a la expansión del agua congénita en la etapa de bajo saturación.

Finalmente, para la etapa de bajo saturación, el elemento restante es la formación, que puede ser determinado de dos formas, la primera de ellas es teniendo calculada la expansión del agua y la expansión del aceite, por lo que puede aplicarse la ecuación 2.54.

$$I_f = 1 - I_o - I_w \quad \dots 2.54$$

Otra forma de evaluar el índice de empuje debido a la expansión de la formación en la etapa de bajo saturación, es la siguiente:

$$I_f = \frac{E_f}{N_p B_o} \quad \dots 2.55$$

Sustituyendo la ecuación 2.13 en la ecuación 2.55 se tiene:

$$I_f = \frac{\frac{NB_{oi}}{1 - S_{wi}} C_f \Delta P}{N_p B_o} \quad \dots 2.56$$

Con las ecuaciones 2.54 y 2.56 se puede calcular el porcentaje de la producción debida a la expansión de la formación en la etapa de bajo saturación.

En el caso que se esté tratando con un yacimiento de aceite saturado, el análisis de los índices de empuje es similar a los antes vistos aunque tienen ciertas variaciones, ya que en este caso se tiene presente la fase gaseosa.

Para evaluar el índice de empuje debida a la expansión del aceite y su gas disuelto se tiene que:

$$I_o = \frac{E_o}{N_p [B_o + B_g (R_p - R_s)]} \quad \dots 2.57$$

Sí se sustituye la ecuación 2.9 en la ecuación 2.57 se tiene:

$$I_o = \frac{V_{pi} S_{oi} C_o \Delta P}{N_p [B_o + B_g (R_p - R_s)]} \quad \dots 2.58$$

Otra forma de obtener el índice de empuje debido a la expansión del aceite y su gas disuelto para un yacimiento de aceite saturado es la siguiente:

$$I_o = \frac{N(B_t - B_{ti})}{N_p [B_o + B_g (R_p - R_s)]} \quad \dots 2.59$$

Con las ecuaciones 2.58 y 2.59 se puede calcular el porcentaje de la producción debida a la expansión del aceite y su gas disuelto para un yacimiento de aceite saturado.

Para evaluar el índice de empuje debido a la expansión del agua congénita en el yacimiento de aceite saturado se tiene que:

$$I_w = \frac{E_w}{N_p [B_o + B_g (R_p - R_s)]} \quad \dots 2.60$$

Sí se sustituye la ecuación 2.10 en la ecuación 2.60 se tiene:

$$I_w = \frac{V_{pi} S_{wi} C_w \Delta P}{N_p [B_o + B_g (R_p - R_s)]} \quad \dots 2.61$$

Con la ecuación 2.61 se puede calcular el porcentaje de la producción debida a la expansión del agua congénita para un yacimiento de aceite saturado.

Para evaluar el índice de empuje debido a la expansión del gas libre inicial, el cual se encuentra en casquete de gas, en un yacimiento de aceite saturado, se tiene que:

$$I_g = \frac{E_g}{N_p [B_o + B_g (R_p - R_s)]} \quad \dots 2.62$$

La expansión del gas libre inicial en el yacimiento puede representarse mediante la siguiente expresión:

$$E_g = mNB_{ti} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \quad \dots 2.63$$

Sustituyendo la ecuación 2.63 en la ecuación 2.62 se tiene que:

$$I_g = \frac{mNB_{ti} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right)}{N_p [B_o + B_g (R_p - R_s)]} \quad \dots 2.64$$

Con la ecuación 2.64 se puede calcular la producción de hidrocarburos debida al empuje del casquete de gas para un yacimiento de aceite saturado.

Finalmente, para calcular el elemento restante que actúa en un yacimiento de aceite saturado, es la expansión de la formación, que puede ser determinada de dos formas, la primera de ellas es teniendo calculada la expansión del agua congénita, la expansión del gas y la expansión del aceite, por lo que puede aplicarse la ecuación 2.65.

$$I_f = 1 - I_o - I_w - I_g \quad \dots 2.65$$

Otra forma de evaluar el índice de empuje debido a la expansión de la formación para un yacimiento de aceite saturado es la siguiente:

$$I_f = \frac{E_f}{N_p [B_o + B_g (R_p - R_s)]} \quad \dots 2.66$$

Sustituyendo la ecuación 2.6 en la ecuación 2.66 se tiene:

$$I_f = \frac{V_{pi} C_f \Delta P}{N_p [B_o + B_g (R_p - R_s)]} \quad \dots 2.67$$

Con las ecuaciones 2.65 y 2.67 se puede calcular el porcentaje de la producción debida a la expansión de la formación para un yacimiento de aceite saturado.

A lo largo de este capítulo se desarrolló la ecuación de balance de materia para yacimientos de aceite saturado, yacimientos de aceite bajo saturado y yacimientos de gas seco, como se mencionó al inicio del capítulo, las ecuaciones se encuentran en función de la presión, la cual debe ser la presión estática promedio del yacimiento para cada tiempo en que se haga el cálculo. Esta condición conlleva a tener que hacer un cierre en los pozos para poder medir la presión estática y posteriormente hacer una ponderación de la presión estática del yacimiento, el cierre de pozos se convierte en un problema ya que se tiene que realizar el diseño de la prueba de presión producción (en este caso de incremento) para determinar la duración de la prueba, se requiere que se instale el equipo para realizar la prueba, lo cual se traduce en pérdida de tiempo y dinero, agravándose más cuando se presenta el caso en que se está trabajando con yacimientos de baja permeabilidad, los cuales podrían requerir de un cierre que dure periodos de tiempo muy grandes, por lo que surge la necesidad de emplear un método que no requiera este cierre de pozo evitando así pérdidas económicas por pausar la producción. Es por esta razón que surge la necesidad de aplicar el método de balance de materia dinámico empleando presiones de fondo fluyentes, con la finalidad de evitar estas pérdidas de producción.

En el siguiente capítulo se verá el desarrollo y la sustentación del método de balance de materia dinámico para los diferentes tipos de yacimientos, ya que este método puede ser aplicado tanto a yacimiento de aceite como de gas.

III. BALANCE DE MATERIA DINÁMICO

El balance de materia dinámico es un método cuyo principio está basado en el balance de materia tradicional. La diferencia entre estos dos es que en el balance de materia tradicional existe un cierre de pozo para poder medir la presión estática del yacimiento lo cual implica pérdidas en producción de hidrocarburos, causando pérdidas económicas. El balance de materia dinámico es una metodología en la que se evita el cierre de pozos para medir la presión estática del yacimiento.

En este trabajo se analizarán diferentes metodologías para determinar el volumen original de hidrocarburos en el yacimiento, la presión promedio del yacimiento, así como los índices de empuje, ya que se puede convertir las presiones de fondo fluyendo a presiones estáticas para aplicarlas en el método de balance de materia tradicional.

Cabe destacar que una de las restricciones más importantes para la aplicación de este método es que el yacimiento debe encontrarse en régimen de flujo pseudoestacionario ya que como se analizará más adelante, en este régimen de flujo la variación en la caída de presión de fondo fluyente es igual a la variación en la caída de presión estática en el yacimiento. Otra de las restricciones importantes en la aplicación de este método es que no puede haber un acuífero muy activo asociado al yacimiento, esto ocasionaría que no se alcanzase el régimen de flujo pseudo estacionario en el yacimiento, puesto que al ser un acuífero muy activo se tendría un régimen de flujo estacionario y la variación de la presión con respecto del tiempo sería cero; es decir, el acuífero reemplazaría inmediatamente el volumen que ocupaban los hidrocarburos que se han extraído, y la presión en el yacimiento no caería.

Entre las ventajas que presenta este método se tiene que no es necesario tener un cierre de pozo y esperar un periodo de tiempo a que se estabilice la presión para medir la presión estática del yacimiento.

Como ya se mencionó anteriormente, con los métodos que serán tratados en este capítulo, se puede determinar simultáneamente tanto la presión estática del yacimiento, como el volumen inicial de hidrocarburos, siendo una gran ventaja, ya que teniendo estos parámetros calculados, pueden ser aplicados en la ecuación de balance de materia tradicional en cualquiera de las diferentes formas mostradas en el capítulo anterior. En este capítulo se verán los diferentes métodos que se han desarrollado para determinar el volumen original de aceite y volumen original de gas en el yacimiento, así como también la presión estática de éste.

Se presenta el análisis para el caso en que se tiene una condición de producción a gasto variable o a gasto constante, por tal motivo deben modificarse las consideraciones para cada método, por lo que es necesario hacer una normalización y corrección en los datos de producción.

Los métodos a continuación mostrados pueden aplicarse teniendo los datos mínimos disponibles para su aplicación. Estos datos son presiones de fondo fluyendo, que pueden obtenerse con medidores de presión o en el caso de no contar con un medidor, pueden emplearse correlaciones de flujo multifásico para determinar las presiones de fondo fluyendo del yacimiento, por otra parte se requieren datos PVT de las propiedades de los fluidos, así como también propiedades de la roca.

III.1 Balance de Materia Dinámico por L. Mattar y D. Anderson

El método de balance de materia dinámico propuesto por L. Mattar y D. Anderson⁽¹⁾ es bastante práctico ya que convierte las presiones de fondo fluyente a presiones estáticas promedio del yacimiento, así como también permite determinar el volumen original de hidrocarburos en el yacimiento.

Los cálculos de balance de materia para determinar los volúmenes originales de aceite y gas en el yacimiento, se basan en el comportamiento de la presión

estática del yacimiento como función de la producción acumulada de dichos fluidos. Para determinar la presión estática del yacimiento, se requiere de un cierre de pozos para determinar dicha presión.

El método de balance de materia dinámico arroja buenos resultados, aunque se ve limitado a una condición de gasto constante, por tal motivo fue necesario realizar una modificación al método para ser aplicado a las condiciones de gasto variable, que es la condición prevaleciente en la industria.

El balance de materia dinámico⁽¹⁾ es un método que convierte la presión de fondo fluente de los pozos en presión estática para posteriormente ser aplicado al balance de materia tradicional y realizar los cálculos que se requieran. El procedimiento es gráfico y muy práctico ya que consta de dos sencillos pasos.

- Conociendo el gasto y la presión de fondo fluente para cualquier punto dado en el tiempo, convertir dicha presión de fondo fluendo en presión estática promedio del yacimiento para ese tiempo.
- Emplear la presión promedio calculada y su correspondiente producción acumulada para determinar el volumen original de hidrocarburos por los métodos tradicionales.

Estrictamente hablando, el balance de materia dinámico, ya sea para gasto constante o para gasto variable, es válido únicamente cuando el flujo ha alcanzado las condiciones de frontera; es decir, cuando ya se tienen condiciones de flujo pseudoestacionario, por lo que la presión en cada punto del yacimiento declina al mismo ritmo, esto se ilustra mejor en la Figura III.1.

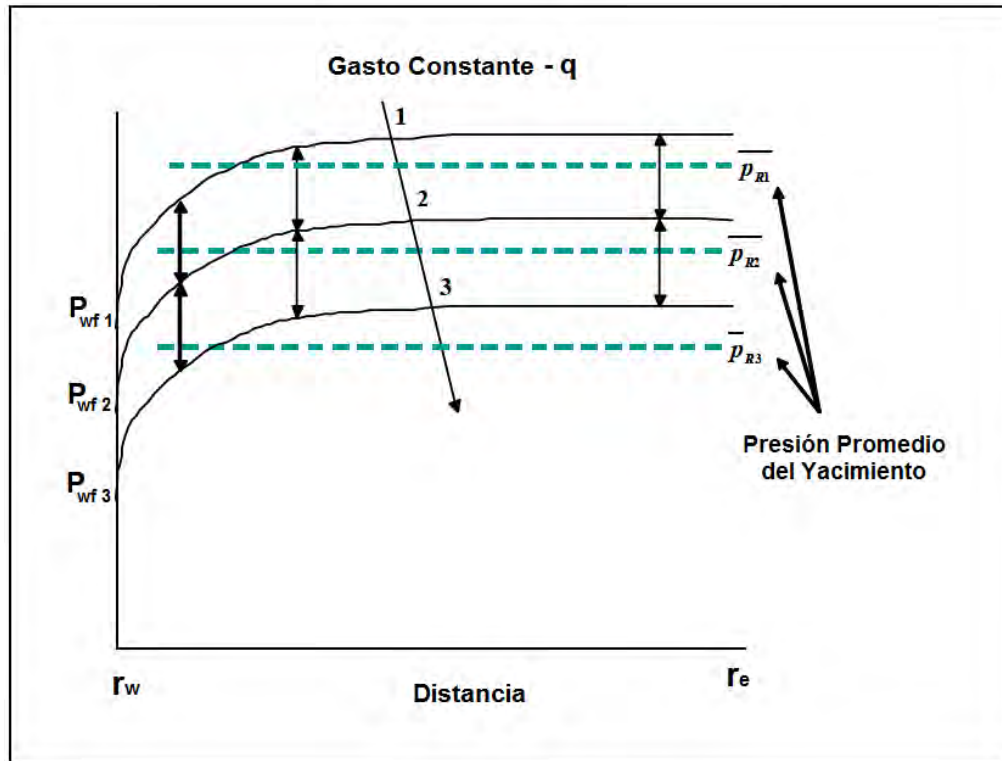


Figura III. 1 Caída de presión en el yacimiento como función de la distancia radial durante el régimen de flujo pseudoestacionario.

En la Figura III.1 se muestra que la caída de presión medida en el pozo es la misma que la caída de presión que se observa para cualquier parte del yacimiento. En la Figura III.1 se presenta P_{R1} , P_{R2} y P_{R3} , que representan la presión estática (promedio) del yacimiento, las cuales podrían ser obtenidas si se realizara un cierre del pozo a los tiempos t_1 , t_2 , y t_3 . Es claro en la Figura III.1 que la caída de presión de fondo fluyendo medida a los diferentes tiempos, es igual a la caída de la presión estática del yacimiento medida a esos mismos tiempos, por lo que puede hacerse la siguiente relación entre las presiones:

$$P_{R1} - P_{R2} = P_{wf1} - P_{wf2} \quad \dots 3.1$$

$$P_{R2} - P_{R3} = P_{wf2} - P_{wf3} \quad \dots 3.2$$

Reagrupando se tiene:

$$P_{R1} - P_{wf\ 1} = P_{R2} - P_{wf\ 2} = P_{R3} - P_{wf\ 3} \quad \dots 3.3$$

Despejando P_{R2} de la ecuación 3.1 se tiene:

$$P_{R2} = P_{R1} - P_{wf\ 1} + P_{wf\ 2} \quad \dots 3.4$$

Despejando P_{R3} de la ecuación 3.2 se tiene:

$$P_{R3} = P_{R2} - P_{wf\ 2} + P_{wf\ 3} \quad \dots 3.5$$

Generalizando la fórmula para determinar la presión estática del yacimiento se tiene:

$$P_{R(i+1)} = P_{R(i)} - P_{wf(i)} + P_{wf(i+1)} \quad \dots 3.6$$

La ecuación 3.6 representa la presión estática del yacimiento, que aplica para el caso en que se tenga régimen de flujo pseudoestacionario, además de que se debe contar con el valor de la presión estática P_{R1} para determinar la siguiente presión estática P_{R2} y así sucesivamente, así como también las presiones de fondo fluyente, las cuales pueden ser medidas directamente o estimadas mediante correlaciones de flujo multifásico.

III.1.1 Balance de Materia Dinámico para Yacimientos de Aceite Produciendo a Gasto Constante

Partiendo de la ecuación de flujo pseudoestacionario para un pozo de aceite fluyendo a gasto constante por arriba de la presión de saturación, empleada por Lee⁽³⁾, se tiene:

$$P_D = \frac{2t_D}{r_D^2} + \ln(r_D) - \frac{3}{4} \quad \dots 3.7$$

Considerando que:

$$P_D = \frac{k h \Delta P}{141.2 q B \mu} \quad \dots 3.8$$

$$t_D = \frac{2.63 \times 10^{-4} k t 24}{\phi \mu c r_w^2} \quad \dots 3.9$$

$$r_D = \frac{r_e}{r_w} \quad \dots 3.10$$

Sustituyendo las ecuaciones 3.8, 3.9 y 3.10 en la ecuación 3.7 y simplificando se obtiene:

$$P_i - P_{wf} = \frac{q t}{c_o N} + \frac{141.2 q B \mu}{k h} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} \right] \quad \dots 3.11$$

Haciendo:

$$b_{pss} = \frac{141.2 B \mu}{k h} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} \right] \quad \dots 3.12$$

Nótese que b_{pss} es una constante, determinada por Blasingame⁽²⁾.

Sustituyendo la ecuación 3.12 en la ecuación 3.11 se tiene:

$$P_i - P_{wf} = \frac{q t}{c_o N} + b_{pss} q \quad \dots 3.13$$

Recordando que en la ecuación 3.13 el término $q t$ es la producción acumulada N_p . La producción acumulada relaciona la presión inicial en el yacimiento con la presión actual del mismo a través de la ecuación de balance de materia para un yacimiento de aceite bajo saturado, teniendo así la siguiente relación:

$$P_i - \bar{P}_R = \frac{N_p}{c_o N} = \frac{q t}{c_o N} \quad \dots 3.14$$

Despejando P_i de las ecuaciones 3.13 y 3.14 respectivamente se tiene:

$$P_i = P_{wf} + \frac{q t}{c_o N} + b_{pss} q \quad \dots 3.15$$

$$P_i = \bar{P}_R + \frac{q t}{c_o N} \quad \dots 3.16$$

Igualando las ecuaciones 3.15 y 3.16 se tiene:

$$\bar{P}_R + \frac{q t}{c_o N} = P_{wf} + \frac{q t}{c_o N} + b_{pss} q \quad \dots 3.17$$

Reordenando:

$$\bar{P}_R - P_{wf} = \frac{q t}{c_o N} - \frac{q t}{c_o N} + b_{pss} q \quad \dots 3.18$$

Simplificando se tiene:

$$\bar{P}_R - P_{wf} = b_{pss} q \quad \dots 3.19$$

Despejando la presión promedio del yacimiento de la ecuación 3.19 se tiene:

$$\bar{P}_R = P_{wf} + b_{pss} q \quad \dots 3.20$$

La ecuación 3.20 muestra que si b_{pss} es conocido, entonces la presión promedio del yacimiento puede ser determinada para cualquier tiempo dentro del régimen de flujo pseudoestacionario, produciendo a gasto constante.

III.1.2 Balance de Materia para Yacimientos de Aceite Produciendo a Gasto Variable

Con el análisis de datos de producción se tiene que sí el tiempo de flujo t , es reemplazado por un “tiempo de balance de materia” t_c , las ecuaciones del subtema anterior son válidas para una producción con gasto variable. Para un yacimiento de aceite bajo saturado, t_c se define de la siguiente manera:

$$t_c = \frac{N_p}{q} \quad \dots 3.21$$

Por lo que al hacer la sustitución de este término en las ecuaciones del subtema anterior se determina que bajo las condiciones de flujo pseudoestacionario produciendo a gasto variable, la presión promedio del yacimiento puede determinarse con la ecuación 3.20.

Como se mencionó anteriormente, la forma de aplicar este método, es gráfica además de ser bastante práctica, ya que se tienen las ecuaciones, se hará la aplicación de las mismas en el siguiente capítulo, así como también se describirá la forma en la que debe aplicarse el método.

III.2 Balance de Materia Dinámico por Shie-Way Wang

El método de balance de materia dinámico propuesto por Shie-Way Wang⁽³⁾ es útil para determinar el volumen original de hidrocarburos en el yacimiento, mediante el uso de datos de producción y datos de análisis PVT.

Al igual que el método anterior⁽¹⁾, el método de Wang es gráfico y se puede determinar simultáneamente el volumen original del hidrocarburos y la presión promedio del yacimiento. Este método es útil cuando se tiene alguna o algunas de las siguientes condiciones:

- El yacimiento carece significativamente de datos.
- La prueba de incremento de presión fue inconclusa y no se determinó la presión estática del yacimiento.
- La prueba de incremento de presión es muy extensa o difícil de correr, lo cual incrementaría mucho el costo de dicha prueba por ejemplo en instalaciones marinas.

Este método puede ser aplicado tanto para gasto variable como para gasto constante, habiendo ciertas variaciones, ya que cuando se tienen datos de producción con gasto variable, hay que hacer ciertos ajustes para poder aplicar la presión de fondo fluyente que en este caso sería la de un gasto constante en la ecuación.

El balance de materia establece que el volumen de hidrocarburos en el yacimiento, contenidos en volumen poroso, es igual al volumen de poros actual, el cual es diferente del volumen de poros inicial debido a:

- Reducción del volumen poroso.
- Expansión del agua congénita.
- Entrada de agua.
- Inyección de agua.
- Producción de agua.

Considerando lo anterior se puede llegar a la siguiente expresión⁽⁴⁾:

$$(N_{foi}B_{oi} + G_{fgi}B_{gi}) \left[1 - \left(\frac{1 - e^{\int_{P_i}^P C_f dP} + S_{wc} C_w \Delta P}{1 - S_{wc}} \right) \right] \dots$$

$$\dots = N_{fo}B_o + G_{fg}B_g - (W_p - W_e)B_w \quad \dots 3.22$$

La relación⁽⁸⁾ entre los parámetros de la ecuación anterior está dada a continuación:

- Para la composición de aceite se tiene:

$$N_{fo} + N_{fg} = N - N_p \quad \dots 3.23$$

$$N_{fg} = G_{fg}R_v \quad \dots 3.24$$

- Para la composición del gas se tiene:

$$G_{fo} + G_{fg} = G - G_p(1 - r_g) \quad \dots 3.25$$

$$G_{fo} = N_{fo}R_s \quad \dots 3.26$$

Sustituyendo la ecuación 3.24 en la ecuación 3.23 se tiene:

$$N_{fo} + G_{fg}R_v = N - N_p \quad \dots 3.27$$

Despejando N_{fo} de la ecuación 3.27 se tiene:

$$N_{fo} = N - N_p - G_{fg}R_v \quad \dots 3.28$$

Sustituyendo la ecuación 3.26 en la ecuación 3.25 se tiene:

$$N_{fo}R_s + G_{fg} = G - G_p(1 - r_g) \quad \dots 3.29$$

Despejando G_{fg} de la ecuación 3.29 se tiene:

$$G_{fg} = G - G_p(1 - r_g) - N_{fo}R_s \quad \dots 3.30$$

Sustituyendo la ecuación 3.28 en la ecuación 3.30 se tiene:

$$G_{fg} = G - G_p(1 - r_g) - (N - N_p - G_{fg}R_v)R_s \quad \dots 3.31$$

Desarrollando la ecuación 3.31 se tiene:

$$G_{fg} = G - G_p(1 - r_g) - (N - N_p)R_s + (G_{fg}R_v)R_s \quad \dots 3.32$$

Reagrupando términos se tiene:

$$G_{fg} - G_{fg}R_vR_s = G - G_p(1 - r_g) - (N - N_p)R_s \quad \dots 3.33$$

Factorizando G_{fg} de la ecuación 3.33 se tiene:

$$G_{fg}(1 - R_vR_s) = G - G_p(1 - r_g) - (N - N_p)R_s \quad \dots 3.34$$

Finalmente se despeja G_{fg} de la ecuación 3.34 y se tiene:

$$G_{fg} = \frac{G - G_p(1 - r_g) - (N - N_p)R_s}{1 - R_vR_s} \quad \dots 3.35$$

Sustituyendo 3.35 en la ecuación 3.28 se tiene:

$$N_{fo} = N - N_p - \left(\frac{G - G_p(1 - r_g) - (N - N_p)R_s}{1 - R_vR_s} \right) R_v \quad \dots 3.36$$

Desarrollando la ecuación 3.36 se tiene:

$$N_{fo} = \frac{(N - N_p)(1 - R_vR_s)}{1 - R_vR_s} - \frac{[G - G_p(1 - r_g)]R_v - (N - N_p)R_vR_s}{1 - R_vR_s} \quad \dots 3.37$$

Simplificando la ecuación 3.37 se tiene:

$$N_{fo} = \frac{(N - N_p)(1 - R_v R_s) - [G - G_p(1 - r_g)]R_v + (N - N_p)R_v R_s}{1 - R_v R_s} \quad \dots 3.38$$

$$N_{fo} = \frac{(N - N_p) - (N - N_p)(R_v R_s) - [G - G_p(1 - r_g)]R_v + (N - N_p)R_v R_s}{1 - R_v R_s} \quad \dots 3.39$$

Finalmente se tiene:

$$N_{fo} = \frac{(N - N_p) - [G - G_p(1 - r_g)]R_v}{1 - R_v R_s} \quad \dots 3.40$$

Sí el gas total producido se expresa como el 100 por ciento del gas producido menos el porcentaje de gas reinyectado, se tiene la siguiente ecuación:

$$G_{ps} = G_p(1 - r_g) \quad \dots 3.41$$

Sustituyendo la ecuación 3.41 en la ecuación 3.40 se tiene:

$$N_{fo} = \frac{(N - N_p) - (G - G_{ps})R_v}{1 - R_v R_s} \quad \dots 3.42$$

III.2.1 Balance de Materia para Yacimientos de Aceite Bajo Saturado

Primero se determina la ecuación de balance de materia para un yacimiento de aceite bajo saturado produciendo a gasto constante, la cual está en función de la presión estática promedio del yacimiento.

Sustituyendo las ecuaciones 3.35 y 3.42 en la ecuación 3.22, y agrupando términos similares se tiene la forma generalizada de la ecuación de balance de materia lineal:

$$F = N_{foi}E_o + G_{fgi}E_g + (W_e - W_p)B_w \quad \dots 3.43$$

Donde se tiene que:

$$R_{ps} = \frac{G_p(1 - r_g)}{N_p} = \frac{G_{ps}}{N_p} \quad \dots 3.44$$

$$F = N_p \left[\frac{B_o(1 - R_v R_{ps}) + B_g(R_{ps} - R_s)}{1 - R_v R_s} \right] \quad \dots 3.45$$

$$E_o = B_o - B_{oi}(1 - \alpha - \beta) + (R_{si} - R_s)B_g \quad \dots 3.46$$

$$E_g = B_g - B_{gi}(1 - \alpha - \beta) \quad \dots 3.47$$

$$\alpha = \frac{1 - e^{\int_{P_i}^P C_f dP}}{1 - S_{wc}} \quad \dots 3.48$$

$$\beta = \frac{S_{wc} C_w \Delta P}{1 - S_{wc}} \quad \dots 3.49$$

Para un yacimiento de aceite bajo saturado, el cual obviamente no tiene casquete de gas, implica que $G_{fg} = 0$, $R_v = 0$, $N_{foi} = N$ y además se asume que tanto la entrada de agua W_e como la producción de agua W_p son despreciables en la ecuación 3.43, por lo que se tiene la ecuación 3.50.

$$F = NE_o \quad \dots 3.50$$

Sustituyendo las ecuaciones 3.45 y 3.46 en la ecuación 3.50, se tiene:

$$N_p \left[\frac{B_o(1 - R_v R_{ps}) + B_g(R_{ps} - R_s)}{1 - R_v R_s} \right] = N[B_o - B_{oi}(1 - \alpha - \beta) + (R_{si} - R_s)B_g] \quad \dots 3.51$$

Aplicando en la ecuación 3.51 las consideraciones mencionadas en el párrafo anterior, se tiene:

$$N_p \left[\frac{B_o(1 - 0) + 0(R_{ps} - R_s)}{1 - 0} \right] = N[B_o - B_{oi}(1 - \alpha - \beta) + (0)0] \quad \dots 3.52$$

Simplificando la ecuación 3.52, se tiene:

$$N_p B_o = N[B_o - B_{oi}(1 - \alpha - \beta)] \quad \dots 3.53$$

Despejando N de la ecuación 3.53, se tiene:

$$N = \frac{N_p B_o}{B_o - B_{oi}(1 - \alpha - \beta)} \quad \dots 3.54$$

Desarrollando la ecuación 3.54, se tiene:

$$N = \frac{N_p B_o}{(B_o - B_{oi}) + B_{oi}(\alpha + \beta)} \quad \dots 3.55$$

Sí la C_f puede considerarse constante cuando la presión en la ecuación 3.48 puede expresarse como ΔP , entonces se tiene la siguiente expresión:

$$\alpha = \frac{C_f (P_i - P)}{1 - S_{wc}} = \frac{C_f \Delta P}{1 - S_{wc}} \quad \dots 3.56$$

Sustituyendo las ecuaciones 3.49 y 3.56 en la ecuación 3.57 se tiene:

$$N = \frac{N_p B_o}{(B_o - B_{oi}) + B_{oi} \left(\frac{C_f \Delta P}{1 - S_{wc}} + \frac{S_{wc} C_w \Delta P}{1 - S_{wc}} \right)} \quad \dots 3.57$$

Factorizando ΔP de la ecuación 3.57 se tiene:

$$N = \frac{N_p B_o}{(B_o - B_{oi}) + B_{oi} \left(\frac{S_{wc} C_w + C_f}{1 - S_{wc}} \right) \Delta P} \quad \dots 3.58$$

En la ecuación 3.58 se tiene la ecuación de balance de materia para un yacimiento de aceite bajo saturado en el que se considera que la entrada y producción de agua son despreciables.

III.3 Balance de Materia Dinámico para Producción de Aceite

La ecuación de balance de materia para gastos de producción en yacimientos de aceite asume que no hay entrada de agua y la producción de agua es despreciable. El gasto de aceite a condiciones de yacimiento es igual a la suma de hidrocarburos dentro del volumen poroso (V_{HC}), por el ritmo de agotamiento de presión, por la expansión del agua de formación y la reducción en el volumen poroso, este concepto puede formularse en la siguiente ecuación:

$$-q_o = V_{HC} C_t \frac{dP}{dt} \quad \dots 3.59$$

Donde C_t se define como:

$$C_t = C_o + \frac{S_{wc} C_w}{1 - S_{wc}} + \frac{C_f}{1 - S_{wc}} \quad \dots 3.60$$

Nótese que bajo el agotamiento natural dP/dt presenta un valor negativo, que se compensa con el $-q_o$ en la ecuación 3.59. Para yacimientos de aceite el volumen de hidrocarburos contenido en el volumen poroso se relaciona con la producción acumulada N_p en la ecuación 3.61.

$$V_{HC} = (N - N_p)B_o \quad \dots 3.61$$

Sustituyendo la ecuación 3.61 en la ecuación 3.59 se tiene:

$$q_o = [(N - N_p)B_o] C_t \left| \frac{dP}{dt} \right| \quad \dots 3.62$$

Despejando el volumen de hidrocarburos de la ecuación 3.62, se tiene:

$$(N - N_p)B_o = \frac{q_o}{C_t \left| \frac{dP}{dt} \right|} \quad \dots 3.63$$

$$N - N_p = \frac{q_o}{B_o C_t \left| \frac{dP}{dt} \right|} \quad \dots 3.64$$

Despejando N de la ecuación 3.64, se tiene:

$$N = N_p + \frac{q_o}{B_o C_t \left| \frac{dP}{dt} \right|} \quad \dots 3.65$$

Ya que q_o [RB/D] = Q_o [STB/D] * B_o [RB/STB], la ecuación 4.65 puede ser reescrita como:

$$N = N_p + \frac{Q_o}{C_t \left| \frac{dP}{dt} \right|} \quad \dots 3.66$$

Con la ecuación 3.66 se puede determinar el volumen original de aceite contenido en el yacimiento teniendo el valor del gasto, la compresibilidad y la presión.

La obtención de la variación de la presión con respecto del tiempo, dependerá del gasto de producción que se esté manejando, ya que este puede ser constante o variable, por lo que se tiene el siguiente par de casos:

Bajo las condiciones de flujo pseudoestacionario, si el gasto de producción es aproximadamente constante, entonces puede aplicarse la ecuación 3.67 para estimar la declinación de la presión promedio (\bar{P}), con la declinación de la presión de fondo fluyente (P_{wf}), teniendo así la siguiente relación:

$$\left[\frac{dP}{dt}\right]_{prom} = \left[\frac{dP}{dt}\right]_{pwf} = cte. \quad \dots 3.67$$

La relación presente en la ecuación 3.67 se obtiene del análisis del comportamiento de la presión que se aprecia en la Figura III.1, donde se muestra un régimen de flujo pseudoestacionario.

Bajo las condiciones de flujo pseudoestacionario, si el gasto de producción es variable o la presión de fondo fluyente es aproximadamente constante, entonces se puede establecer una relación entre la declinación del gasto y la presión promedio del yacimiento con la presión de fondo fluyente, por lo que se tiene:

$$\frac{\left(\frac{dP_{wf}}{dt}\right)_{Q_{(i-1)}}}{Q_{(i-1)}} = \frac{\left(\frac{dP_{wf}}{dt}\right)_{Q_{(i)}}}{Q_{(i)}} = \frac{\left(\frac{dP_{prom}}{dt}\right)_{Q_{(i+1)}}}{Q_{(i+1)}} = \frac{\left(\frac{dP_{wf}^*}{dt}\right)_{Q_{(i+1)}}}{Q_{(i+1)}} \quad \dots 3.68$$

Donde P_{wf}^* es la presión de fondo fluyendo corregida que será aplicada en la solución de la ecuación 3.66, y $Q_{(i)}$ es el gasto de producción al tiempo $t = t_{(i)}$.

Si la ecuación 3.68 es tratada por el método de diferencias finitas, se puede llegar a la siguiente ecuación:

$$\frac{\left[\frac{P_{wf(i)} - P_{wf(i-1)}}{t(i) - t(i-1)} \right]}{\frac{[Q(i) + Q(i-1)]}{2}} = \frac{\left[\frac{P_{wf(i+1)}^* - P_{wf(i)}}{t(i+1) - t(i)} \right]}{\frac{[Q(i+1) + Q(i)]}{2}} \quad \dots 3.69$$

Simplificando y reescribiendo la ecuación 3.69, se tiene:

$$\frac{\left[\frac{P_{wf(i+1)}^* - P_{wf(i)}}{t(i+1) - t(i)} \right]}{\frac{[Q(i+1) + Q(i)]}{2}} = \frac{2 [P_{wf(i)} - P_{wf(i-1)}]}{[Q(i) + Q(i-1)] [t(i) - t(i-1)]} \quad \dots 3.70$$

$$\frac{[P_{wf(i+1)}^* - P_{wf(i)}]}{[t(i+1) - t(i)]} = \frac{2[Q(i+1) + Q(i)] [P_{wf(i)} - P_{wf(i-1)}]}{2[Q(i) + Q(i-1)] [t(i) - t(i-1)]} \quad \dots 3.71$$

Simplificando la ecuación 3.71, se tiene:

$$P_{wf(i+1)}^* - P_{wf(i)} = \frac{[Q(i+1) + Q(i)] [t(i+1) - t(i)] [P_{wf(i)} - P_{wf(i-1)}]}{[Q(i) + Q(i-1)] [t(i) - t(i-1)]} \quad \dots 3.72$$

Finalmente despejando $P_{wf(i+1)}^*$ de la ecuación 3.72, se tiene:

$$P_{wf(i+1)}^* = P_{wf(i)} + \frac{[Q(i+1) + Q(i)] [t(i+1) - t(i)] [P_{wf(i)} - P_{wf(i-1)}]}{[Q(i) + Q(i-1)] [t(i) - t(i-1)]} \quad \dots 3.73$$

Con la ecuación 3.37 determina la presión de fondo fluyendo corregida para el caso en el que se tiene el pozo produciendo a gasto variable dentro del régimen de flujo pseudoestacionario. En el siguiente capítulo se explicará la aplicación de este término, ya que al hacer una gráfica de $P_{wf(i+1)}^*$ contra el tiempo puede estimarse la presión promedio del yacimiento \bar{P} .

III.3 Balance de Materia Dinámico para Yacimientos de Gas Seco

El método de balance de materia dinámico para yacimientos de gas seco⁽⁹⁾, al igual que para yacimientos de aceite consiste en el análisis de la presión de fondo fluyendo y de las producciones medidas en superficie.

Sí bien este método es una herramienta útil, presenta restricciones tales como la incapacidad de predecir con exactitud el volumen recuperable, el cual se encuentra en función de las restricciones operativas. En otras palabras, la reserva recuperable calculada por este método asume que las condiciones de operación serán óptimas además de que permanecerán constantes a lo largo de la vida productiva del yacimiento, por lo que un cambio de estas condiciones podría afectar la capacidad de producción así como la reserva recuperable. La reserva estimada mediante este método depende en gran parte de datos de presión estática y datos de producción.

Para aplicar el método de balance de materia dinámico en yacimientos de gas, al igual que en un yacimiento de aceite, el yacimiento tiene que encontrarse forzosamente dentro del régimen de flujo pseudoestacionario. Si se conoce el radio de drene del pozo, entonces puede aplicarse la ecuación 3.74 para determinar el periodo de flujo pseudoestacionario, ya que por medio de esta ecuación se determina el tiempo en el que se alcanzará la condición de flujo pseudoestacionario.

$$t_{pss} = \frac{(1 \times 10^{-3}) \phi \mu_g c_t r_e^2}{k} \quad \dots 3.74$$

Una ecuación similar a la ecuación 3.7 es aplicable para este caso, con la que puede determinarse la presión promedio de un yacimiento de gas seco, que se encuentra produciendo a gasto constante, y considerando el daño a la formación, puede aplicarse la ecuación 3.75.

$$\bar{P} = P_{wf} + \frac{q \mu}{2 \pi k h} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S \right) \quad \dots 3.75$$

La ecuación 3.75 se obtiene partiendo del mismo principio que se emplea en la ecuación 3.67 en donde se tiene la relación que existe entre la caída de presión promedio del yacimiento y la caída de presión de fondo fluyendo del mismo dentro del régimen de flujo pseudoestacionario.

El método de balance de materia dinámico empleado para yacimientos de gas seco es meramente gráfico, la necesidad de emplear las ecuaciones presentadas en este subtema es porque se requiere determinar el momento en que se entrará dentro del régimen de flujo pseudoestacionario para poder hacer uso de este método, además de que no sería necesario tener un registrador de presión de fondo para detectar el régimen de flujo requerido.

El procedimiento para aplicar las ecuaciones deducidas y presentadas en este capítulo será presentado en el siguiente capítulo, donde se retomarán las ecuaciones requeridas para la aplicación del método.

IV. APLICACIÓN DEL BALANCE DE MATERIA DINÁMICO

En este capítulo se verá el procedimiento para aplicar las ecuaciones deducidas en el capítulo anterior, y así poder determinar tanto las presiones estáticas del yacimiento, como el volumen original de hidrocarburos en el yacimiento. Una ventaja de este método es que puede determinarse el volumen original de hidrocarburos y la presión estática del yacimiento y con ello puede hacerse una aplicación del balance de materia tradicional visto en el capítulo II y determinar otros parámetros del yacimiento como por ejemplo índices de empuje en el yacimiento.

IV.1 Aplicación del Método de Balance de Materia Dinámico por L. Mattar y D. Anderson

Este método⁽¹⁾ resulta ser uno de los más prácticos, ya que consta en determinar la presión estática promedio del yacimiento para posteriormente ser aplicada en la ecuación de balance de materia tradicional, además de que la ecuación empleada en este método trabaja indistintamente para producción a gasto constante o a gasto variable, por lo que la aplicación del método se enumera a continuación:

- 1) Obtener las presiones de fondo fluyendo y sus respectivos gastos de producción.
- 2) Determinar el valor de b_{pss} graficando $[(P_i - P_{wf})/q]$ vs $[N_p/q]$ como se muestra en la Figura IV.1, donde se proyecta una recta con la tendencia de los datos omitiendo los que se encuentran más próximos al eje de las ordenadas, ya que la variación que estos presentan se debe al cambio que habrá entre el régimen de flujo transitorio y el pseudoestacionario, por lo que al trazar la línea, ésta se proyecta hasta el eje de las ordenadas determinando así el valor de b_{pss} , en el caso que no se cuente con los datos suficientes para aplicar la ecuación 3.12, esta gráfica es una opción para determinar la constante.

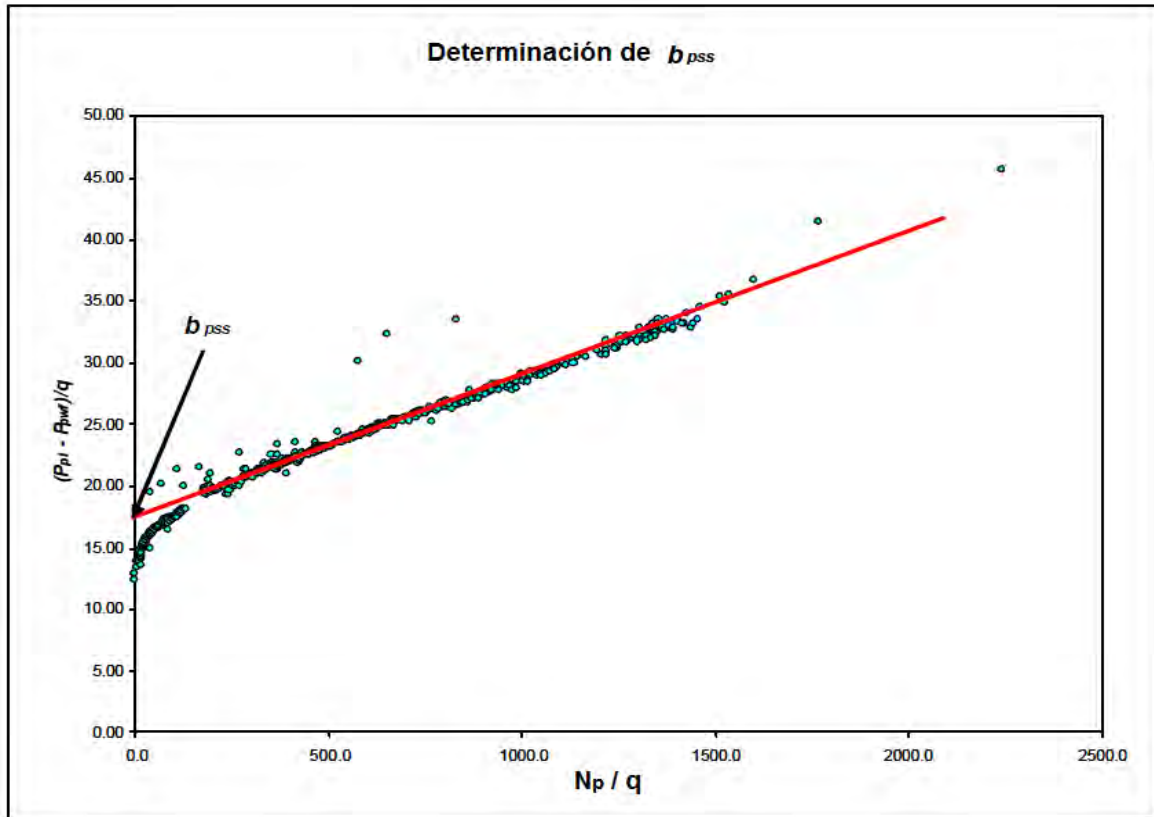


Figura IV. 1 Gráfica de⁽¹⁾ $[(P_i - P_{wf})/q]$ vs $[N_p/q]$ para determinar el valor de la constante b_{pss} .

- 3) Una vez que se ha determinado la constante b_{pss} , se prosigue a sustituir ésta en la ecuación 3.20, con la cual se determinará la presión estática del yacimiento para cada valor registrado de presión de fondo fluyendo con su respectivo gasto de producción dentro del régimen de flujo pseudoestacionario.

$$\bar{P}_R = P_{wf} + b_{pss} q \quad \dots 3.20$$

- 4) Una vez calculados los valores de presión estática del yacimiento, con sus respectivos gastos, se prosigue a sustituir estos valores en la ecuación de balance de materia vistos en el capítulo III para yacimientos de aceite, ecuaciones 2.24 y 2.38, pudiendo aplicarse entonces el balance de materia tradicional evitando el cierre de pozos.

Como una aportación adicional de este método⁽¹⁾, podría aplicarse también la relación de presiones establecida en el capítulo anterior en la ecuación 3.6, aunque sí se cuenta con los datos necesarios para aplicar este método, no es necesaria la aplicación de la ecuación 3.6.

IV.2 Aplicación del Método de Balance de Materia Dinámico por Shie-Way Wang

El método de balance de materia dinámico establecido por Wang⁽³⁾ es un método mediante el que se determina la presión promedio del yacimiento y el volumen original de hidrocarburos en el mismo, a partir de datos de producción y presión de fondo fluyendo para yacimientos de aceite.

Al igual que en el método anterior propuesto por Mattar⁽¹⁾, este método⁽³⁾ es aplicable dentro del régimen de flujo pseudoestacionario, ya que es en este periodo de flujo en el que la caída de presión al fondo del pozo cae igual que la presión estática promedio del yacimiento.

Con las ecuaciones 3.58 y 3.66 se determinará simultáneamente el volumen original de hidrocarburos y la presión promedio del yacimiento graficando las ecuaciones antes citadas, por lo que el procedimiento para aplicar este método es el siguiente:

- 1) En el caso en que se esté produciendo a gasto constante, graficar P_{wf} vs. t y aplicar la ecuación 3.67 para obtener dP/dt y se omite el paso número dos. En caso contrario, es decir, que se esté produciendo a gasto variable, descartar este paso e ir directo al paso dos.
- 2) En el caso que se esté produciendo a gasto variable, primero se hace una corrección en el valor de la presión de fondo fluyendo, usando la ecuación 3.73 y posteriormente, con la presión de fondo fluyendo corregida P_{wf}^* hacer una gráfica de P_{wf}^* vs. t para obtener dP/dt .

$$P_{wf(i+1)}^* = P_{wf(i)} + \frac{[Q_{(i+1)} + Q_{(i)}][t_{(i+1)} - t_{(i)}] [P_{wf(i)} - P_{wf(i-1)}]}{[Q_{(i)} + Q_{(i-1)}] [t_{(i)} - t_{(i-1)}]} \quad \dots 3.73$$

3) Hacer una gráfica de N como función de la presión con la ecuación 3.58.

$$N = \frac{N_p B_o}{(B_o - B_{oi}) + B_{oi} \left(\frac{S_{wc} C_w + C_f}{1 - S_{wc}} \right) \Delta P} \quad \dots 3.58$$

4) Graficar de N como función de la presión con la ecuación 3.66 en la misma gráfica del paso tres.

$$N = N_p + \frac{Q_o}{C_t \left| \frac{dP}{dt} \right|} \quad \dots 3.66$$

5) La intersección entre las curvas del paso tres y cuatro, determina N y \bar{P} en el yacimiento.

En los pasos tres y cuatro se requiere tener el valor de la presión al inicio del régimen de flujo pseudoestacionario, así como también los valores de $B_o(P)$, $C_o(P)$ y el ΔP correspondiente a los valores de presión seleccionados.

El valor de presión requerido en el paso tres, para la ecuación 3.58, es un valor de presión estática promedio del yacimiento, la cual puede ser estimada mediante la ecuación 3.6 considerando que puede aplicarse únicamente dentro del régimen de flujo pseudoestacionario, además de que debe conocerse el primer valor de presión dentro de este periodo de flujo.

$$P_{Ri} = P_{Ri-1} - P_{wfi-1} + P_{wfi} \quad \dots 3.6$$

Una vez estimadas las presiones que se aplicarán, pueden ingresarse los valores de éstas dentro de la ecuación 3.58 considerando que debe relacionarse la presión estática promedio que se calculó con el valor de la producción acumulada N_p y entonces así determinar el valor de N .

Para este método se presentará el ejemplo de un caso simulado, en el que se tiene un pozo produciendo a gasto constante, en un yacimiento de aceite. Los parámetros empleados en la simulación fueron los siguientes:

Bloques en la malla	$N_x \ N_y \ N_z = 50 \ 50 \ 5 = 12500$
Tamaño de los bloques	$X=107.24$ [pie]; $Y=105.87$ [pie]; $Z=46$ [pie]
Ubicación del pozo	$I=21-30$; $J=26-26$; $K=3$
Longitud del pozo	1,000 [pie]
Porosidad	0.15
Permeabilidad	$K_x=K_y=40$ [md]; $K_z=4$ [md]
Cima de la estructura	10,000 [pie]
Presión inicial	5340 [psi]
S_{wi}	0.532
C_o	$2.75 \cdot 10^{-5}$
C_w	$3.0 \cdot 10^{-6}$
C_f	$4.0 \cdot 10^{-6}$
Densidad del aceite	50° API
T_f	263°F
Diámetro de la TP	4.5 [pg]
Máxima presión en la cabeza	400[psi]
Q_o	6,000 [STB/D]
N	44 MM STB
Factor de daño	0

Tabla 1: Datos obtenidos de la simulación.							
TIEMPO	Q_g	G_p	Q_o	N_p	\bar{P}	P_{wh}	P_{wf}
[días]	[Mscf/d]	[MMscf]	[B/D]	[Mstb]	[psia]	[psia]	[psia]
90	7800	702	6000	540	5040	1818	4824
181	7800	1412	6000	1086	4732	1578	4515
273	7800	2129	6000	1638	4414	1368	4197
365	7800	2847	6000	2190	4091	1164	3873
456	7800	3557	6000	2736	3766	995	3548
547	7800	4267	6000	3282	3434	822	3216
639	7800	4984	6000	3834	3093	636	2875
731	7506	5674	6000	4386	2911	527	2676
821	7887	6371	6000	4926	2861	469	2569
912	9127	7172	5854	5465	2790	400	2390
1004	8431	7949	4762	5920	2724	400	2337
1096	8712	8744	4267	6323	2657	400	2259
1277	9146	10374	3584	7015	2529	400	2142
1461	9124	12065	2996	7606	2402	400	2057
1642	8660	13668	2519	8093	2290	400	1987
1826	7792	15167	2125	8511	2200	400	1938
2192	5780	17616	1444	9146	2060	400	1875
2557	0	18903	0	9461	1990	0	0
2922	0	18903	0	9461	1991	0	0
3287	0	18903	0	9461	1991	0	0
3653	0	18903	0	9461	1992	0	0

Tabla 2: Valores de B_o .

\bar{P} [psia]	B_o [rb/stb]
5345	1.813
5100	1.8222
4900	1.8306
4700	1.8398
4500	1.849
4300	1.8594
4100	1.8698
3900	1.881
3700	1.893
3500	1.905
3300	1.9198
3100	1.9346
2900	1.9498

Una vez obtenidos los datos de la Tabla 1 y Tabla 2, se prosigue a aplicar el método de Wang⁽³⁾.

Se aplica el paso uno, en el que se identifica el régimen de flujo pseudoestacionario al graficar P_{wf} vs. t , ya que la variación de la presión con respecto al tiempo se mantiene constante, tal como se aprecia en la Figura IV.2.

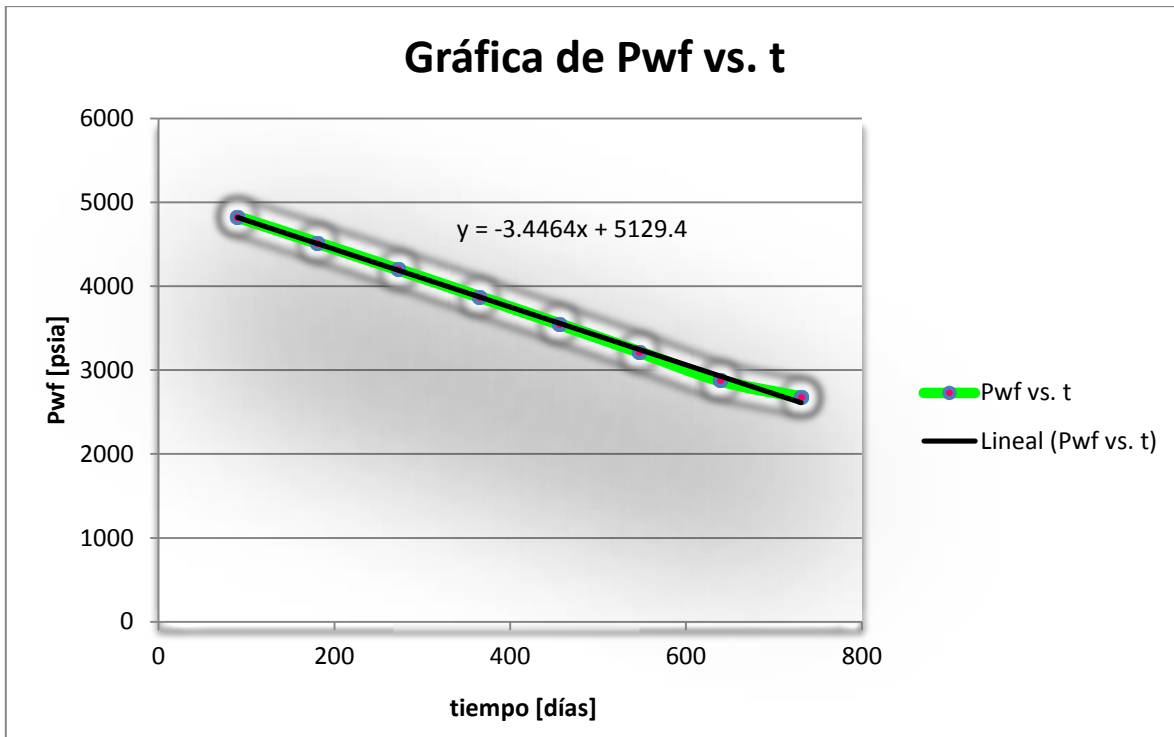


Figura IV. 2 Gráfica de P_{wf} vs. t

Por tratarse de un caso en que se está produciendo a gasto constante, se omite el paso número dos de este método y se prosigue a aplicar el paso número tres, que consiste en hacer una gráfica de N como función de la presión con la ecuación 3.58, la cual se aprecia en la Figura IV.3.

Al calcular los valores de N como función de la presión, aplicando los valores de la Tabla 2 en la ecuación 3.58, se obtienen los valores de la Tabla 3.

Tabla 3: Valores de N con balance de materia tradicional

\bar{P} [psia]	B_o [rb/stb]	N(BM) [MMstb]
5345	1.813	
5100	1.8222	170.3
4900	1.8306	94.2
4700	1.8398	65.3
4500	1.849	50.1
4300	1.8594	40.7
4100	1.8698	34.4
3900	1.881	29.8
3700	1.893	26.3
3500	1.905	23.6
3300	1.9198	21.5
3100	1.9346	19.7
2900	1.9498	18.3

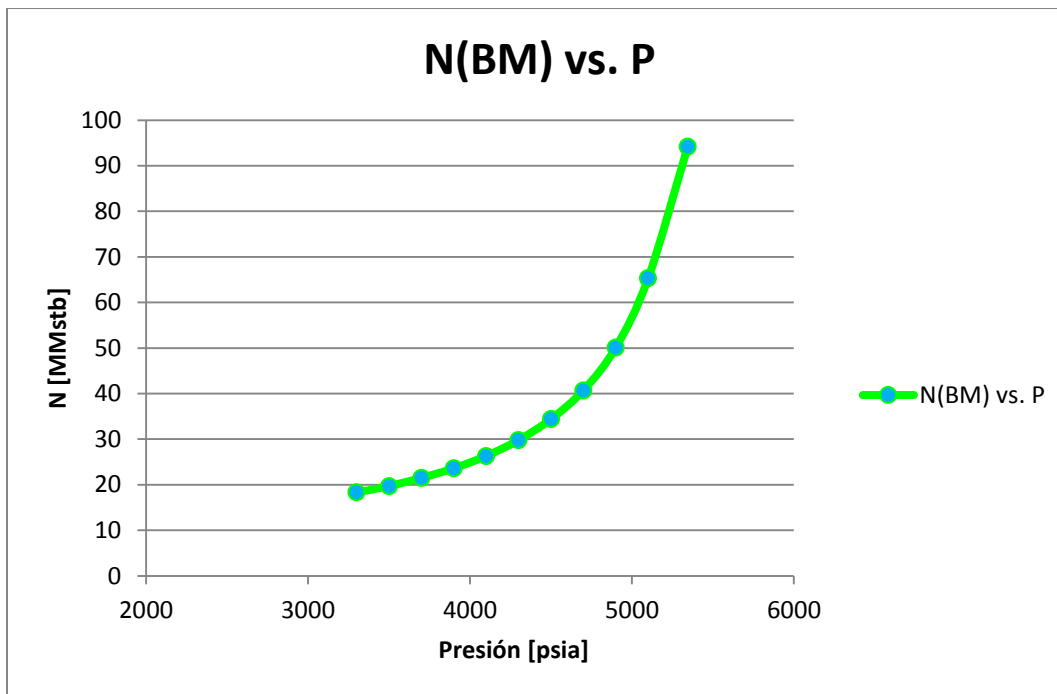


Figura IV. 3 Gráfica de N(BM) vs presión, es estimando N con balance de materia tradicional

Aplicando el paso número cuatro, que consiste en graficar de N como función de la presión, con la ecuación 3.66 en la misma gráfica del paso número tres, se obtiene la Tabla 4, y la Figura IV.4.

Tabla 4: Valores de N con balance de materia dinámico			
\bar{P}	B_o	N(MB)	N(PSS)
[psia]	[rb/stb]	[MMstb]	[MMstb]
5345	1.813		44.5
5100	1.8222	170.3	44.5
4900	1.8306	94.2	44.5
4700	1.8398	65.3	44.5
4500	1.849	50.1	44.5
4300	1.8594	40.7	44.5
4100	1.8698	34.4	44.5
3900	1.881	29.8	44.5
3700	1.893	26.3	44.5
3500	1.905	23.6	44.5
3300	1.9198	21.5	44.5
3100	1.9346	19.7	44.5
2900	1.9498	18.3	44.5

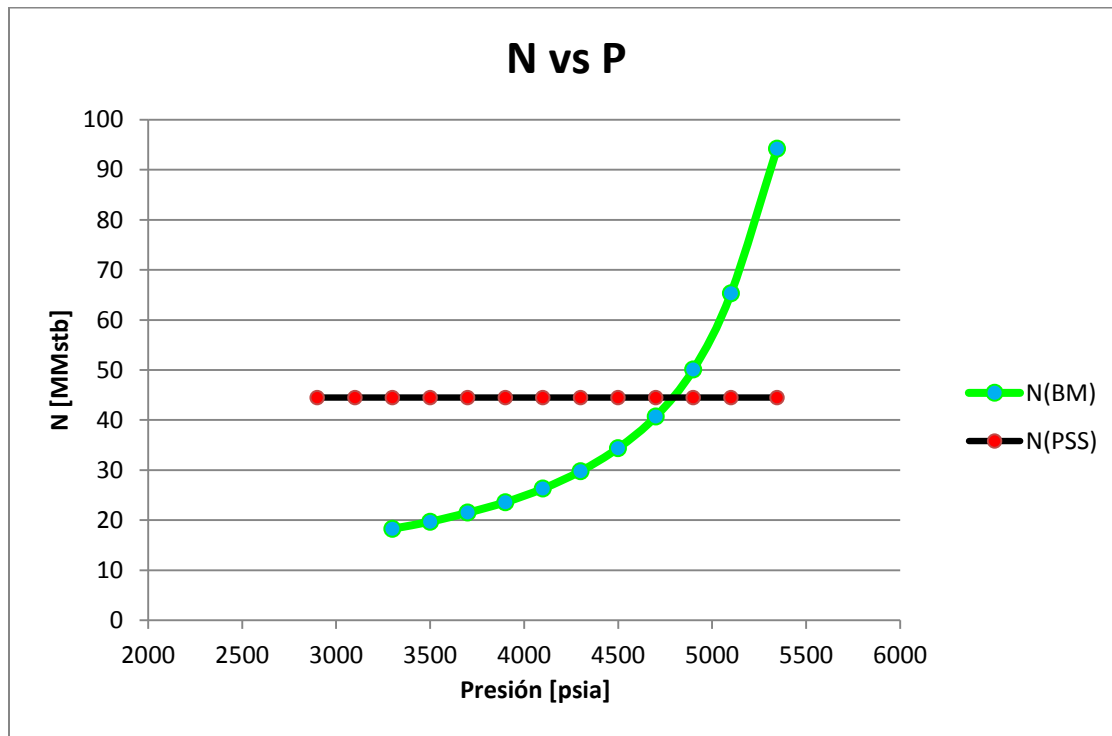


Figura IV. 4 Gráfica de N vs P, en la que se determina el volumen original de hidrocarburos y la presión estática promedio del yacimiento simultáneamente.

Finalmente, el paso número cinco, indica que la intersección que se aprecia en la Figura IV.4, representa el volumen original de hidrocarburos y la presión promedio del yacimiento (N y \bar{P}). Una vez determinados estos parámetros, pueden ser aplicados en la ecuación de balance de materia tradicional para determinar mecanismos de desplazamiento o algún otro parámetro de interés.

IV.3 Aplicación del Método de Balance de Materia Dinámico para Yacimientos de Gas Seco

A partir de este método se determina el volumen original de hidrocarburos además de que se puede estimar la presión promedio en el yacimiento. El procedimiento de cálculo resulta ser bastante práctico ya éste es gráfico.

Partiendo del análisis hecho en el capítulo anterior para la ecuación 3.67, se justifica la validez del método dentro del periodo en que se presenta el régimen de flujo pseudoestacionario, determinando la presión estática promedio del yacimiento con la ecuación 3.75 y partiendo de esta ecuación, puede estimarse uno de los parámetros requeridos para la ecuación 2.48, restando por analizar el volumen original de gas G quedando así el siguiente procedimiento:

- 1) Se aplica la ecuación 3.74 para determinar el tiempo en que iniciará el régimen de flujo pseudoestacionario, así entonces se podrá aplicar este método a partir de ese momento, al igual que la ecuación 3.75 ya que sólo es válida dentro de este periodo de flujo.

$$t_{pss} = \frac{(1 \times 10^{-3}) \phi \mu_g c_t r_e^2}{k} \quad \dots 3.74$$

$$\bar{P} = P_{wf} + \frac{q \mu}{2 \pi k h} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S \right) \quad \dots 3.75$$

- 2) Graficar las presiones de fondo fluyendo dividida entre su factor de compresibilidad contra la producción acumulada de gas.

- 3) Marcar el valor de la presión estática inicial dividida entre su factor de compresibilidad inicial.
- 4) Partiendo del valor marcado en el paso tres, trazar una paralela a la curva generada en el paso dos.
- 5) La intersección entre la curva obtenida en el paso cuatro y el eje de las abscisas será el volumen original de gas en el yacimiento.

Con los parámetros determinados en este método (presión estática promedio del yacimiento y volumen original de gas), puede realizarse el balance de materia tradicional para yacimientos de gas seco sin entrada de agua que fue establecida en el capítulo II.

El flujo de trabajo para este método puede aplicarse en el siguiente ejemplo.

Se hace una gráfica de P/z vs G_p , con los datos de producción, como se muestra en la Figura IV.5.

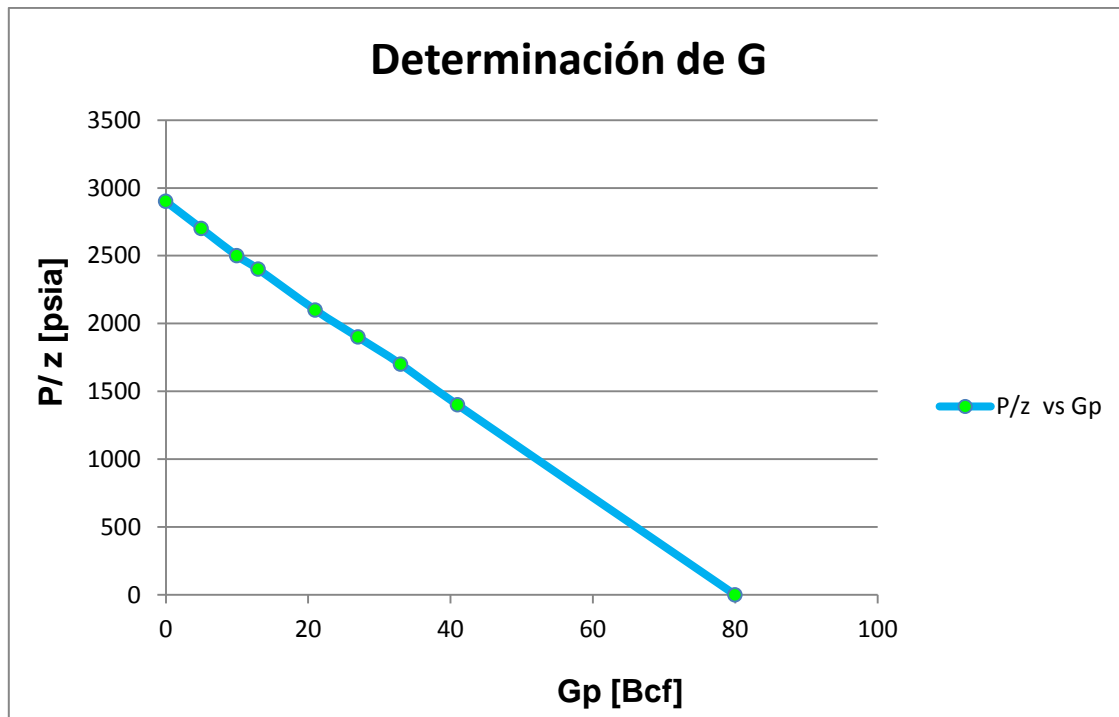


Figura IV. 5 Gráfica de P/z vs G_p a partir de datos de producción.

Posteriormente se prosigue a ubicar P_i/z_i en la gráfica del paso anterior, tal como se muestra en la Figura IV.6.

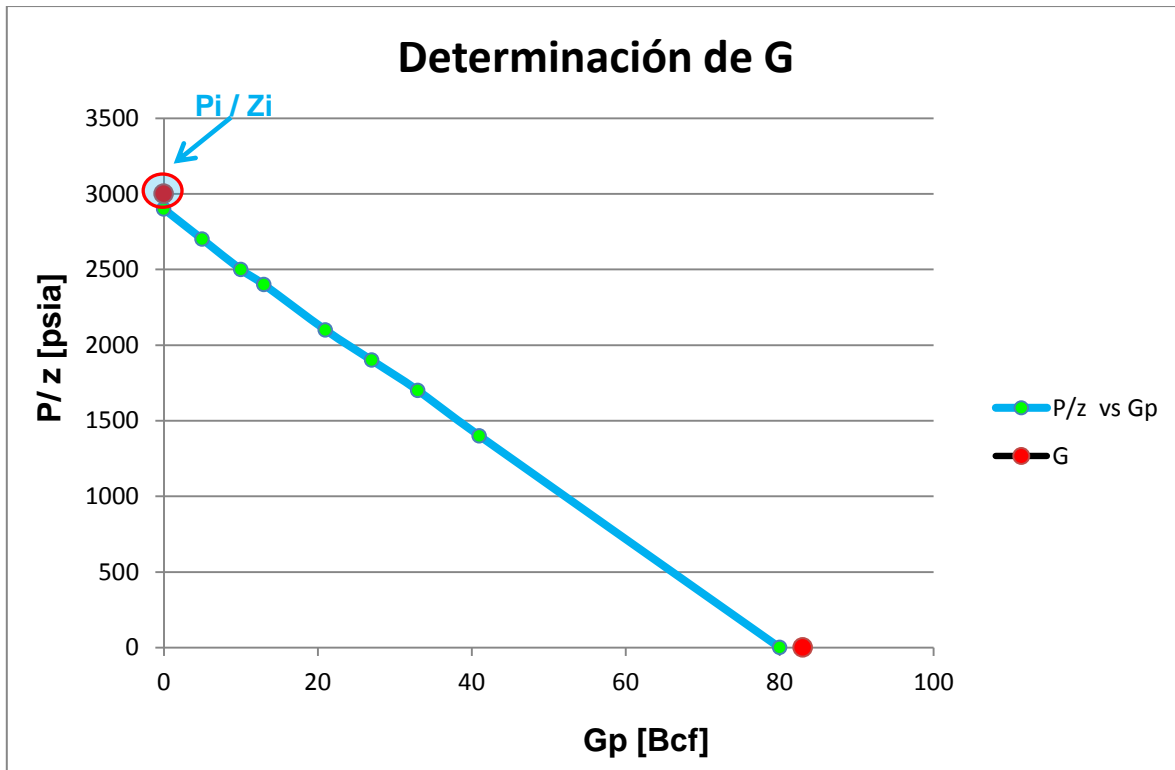


Figura IV. 6 Gráfica de P/z vs G_p , en la que se identifica la presión inicial en el yacimiento.

Dando seguimiento a este método, se traza una línea paralela a la línea determinada en el paso número uno, partiendo el punto P_i/z_i , tal como se muestra en la Figura IV.7.

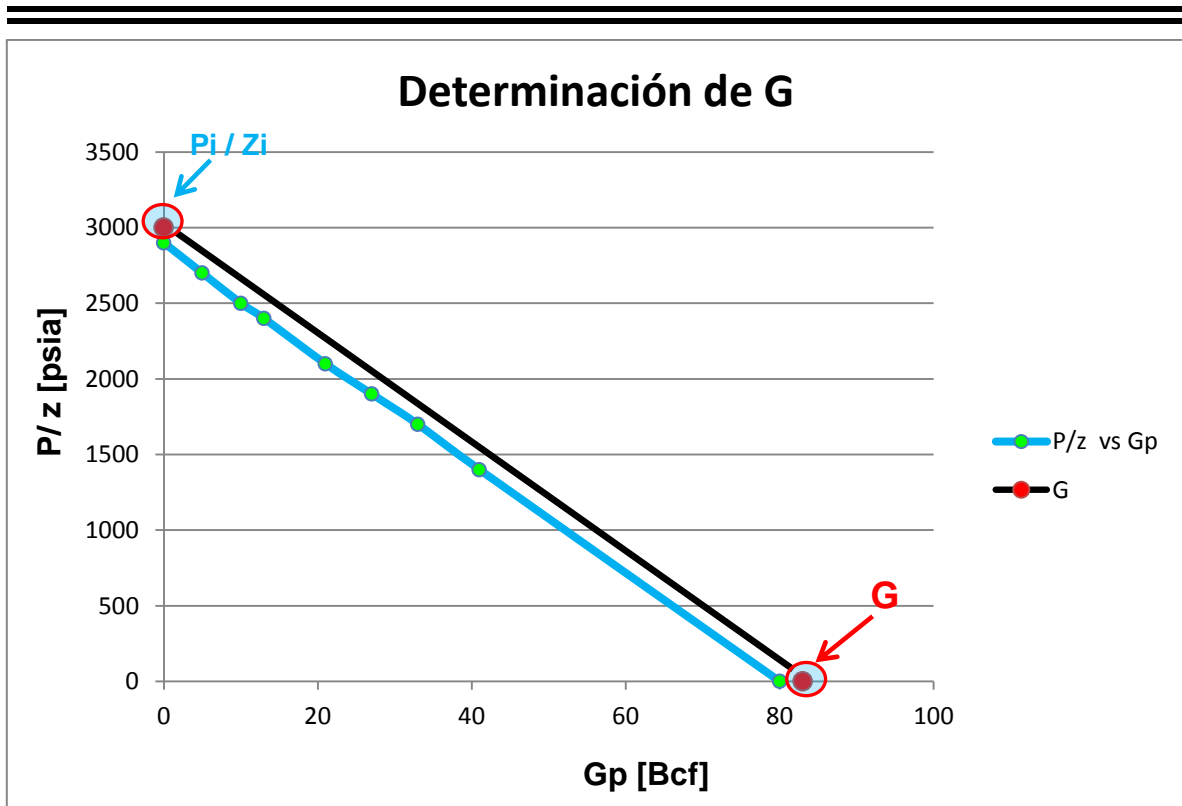


Figura IV. 7 Gráfica de P/z vs G_p , en la que se determina el volumen original de gas en el yacimiento.

Finalmente se lee el valor del volumen original de gas (G) en la intersección entre la línea que se trazó y el eje de las abscisas.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- La presión de fondo fluyendo y la presión estática del yacimiento, caen al mismo ritmo dentro del régimen de flujo pseudoestacionario.
- Con el método de balance de materia dinámico puede evitarse el cierre de pozos para medir la presión estática, cuando se tiene régimen de flujo pseudoestacionario presente en el yacimiento, ya que este régimen de flujo es de vital importancia para aplicar el método.
- El método de balance de materia dinámico considera que no existe entrada de agua al yacimiento debida a un acuífero asociado, ya que la presión de fondo fluyendo no podría caer al mismo ritmo que la presión estática de éste, por lo que no podría aplicarse el método.
- Cuando se tenga carencia de datos de la formación, se recomienda emplear el método propuesto por Wang⁽³⁾, ya que éste no requiere conocimiento del área de drene o factor de forma para estimar la presión promedio del yacimiento, haciéndolo menos propenso a generar resultados erróneos.
- Se recomienda que la certidumbre en los valores empleados en el método de balance de materia sea muy alta, ya que la certidumbre de los resultados obtenidos del método de balance de materia dinámico están en función de la certidumbre de los datos empleados.
- Para obtener la presión promedio del yacimiento, se recomienda hacer una ponderación con respecto al volumen, considerando que fracción del yacimiento es la que se ve afectada por cada valor de presión, ya que con esto se garantizará un valor más exacto en la presión obtenida.

BIBLIOGRAFÍA

1. Dr. Heber Cinco Ley. “Análisis de Pruebas de Presión”.
2. Tesis J. Antonio Torres Lara y A. Elena Turrubiate Munguía. “Ecuación General de Balance de Materia y una Herramienta Computacional para sus Cálculos”.
3. Manual de análisis de pruebas de presión, Modelo matemático para analizar pruebas de presión en pozos

REFERENCIAS

1. L. Mattar, D. Anderson, "Dynamic Material Balance (Oil or Gas-in-Place Without Shut-Ins)", Canadian International Petroleum Conference, This Paper is to be Presented at the Petroleum Society's 6th Canadian International Petroleum Conference. Alberta, Canada June 7-9, 2005.
2. Blasingame, T. A., Lee, W. J., "Variable-Rate Reservoir Limits Testing", Paper SPE 15028 presented at the Permian Basin Oil and Gas Conference, Midland, TX, March 13-14 1986.
3. Wang, S. W., "Simultaneous Determination of Reservoir Pressure and Initial Fluid-in-Place From Production Data and Flowing Bottom Hole Pressure – Application", SPE-70045, SPE Permian Oil and Gas Recovery Conference, Midland, Texas, 15-16 May 2001.
4. Wang, S. W., "Simultaneous Determination of Pressure and Initial Fluid-in-Place From Production Data and Flowing Bottom Hole Pressure – Theory", SPE-70061, SPE Permian Oil and Gas Recovery Conference, Midland, Texas, 15-16 May 2001.
5. Walsh, M. P. Ansah, J., and Raghavan, R., "The New, Generalized Material Balance as an Equation of a Straight Line: Part 1 – Application to Under Saturated Reservoir", SPE-27684, 1994 SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, 16-18 March 1994.
6. Doublet L. E., "Decline Curve Analysis Using Type Curves-Analysis of Oil Well Production Data Using Material Balance Time: Application to field Cases", SPE-28688, 1994 SPE Petroleum Conference and Exhibition of Mexico held in Veracruz, Mexico 10-13 October 1994.

-
-
7. Lee J., Spivey, J. P., Rollins J. B., "Pressure Transient Testing"; SPE Textbook Series Vol. 9 pg. 15, 2003.

 8. Walsh, M. P.: "A Generalized Approach to Reservoir Material Balance Calculations" Presented at the International Technical Conference of Petroleum Society of CIM, Calgary, Canada, May 9-13, 1983.

 9. José D. Guzmán A., Oswaldo Espinoza G., "Evaluación de Yacimientos de Gas Secos a Través de Balance de Materia Mediante el Método de Presiones Fluyente; Campos Cauchy y Papán Pemex APV", AIPM, ISSN 0185-3899, Vol. LII, Núm. 12, pág. 26-38, Diciembre