



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“Ecuaciones de Balance de Materia y Métodos
Volumétricos para Yacimientos de Gas”**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A

DAVID GONZÁLEZ GARCÍA



DIRECTOR: M.I. MARIO BECERRA ZEPEDA

CIUDAD UNIVERSITARIA 2011



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Dedicatoria

A mi madre, por poner primero mis necesidades antes que las de ella misma, y por ser la mejor mamá del mundo entero.

A mi padre, por todo el esfuerzo y la entrega para que yo pudiera llegar a este gran logro en mi vida, sin él esto jamás hubiera sido posible.

A Héctor, por exigirme tan severamente ser una mejor persona y al mismo tiempo hacerme reír y regocijarme con su indispensable compañía.

A mi nena, por hacerme sentir que la vida es perfecta cuando la amo y cuando soy amado por la persona más maravillosa de este mundo. Nadie es mejor para mí, que tú nena.

A mi tita y a Humberto, por amarme y consentirme inmensamente, incluso desde antes de haber nacido. También por el apoyo incondicional que me brindaron cuando viví en su casa.

A mis abuelos, por todo su amor y por enseñarme que a la vida hay que echarle ganas todos los días para poder vivir mucho y vivir bien.

A mis tíos González, porque me han enseñado que la familia es lo primero y que es muy importante quererla, frecuentarla y respetarla ante todo.

A mis tíos García, por ser un gran ejemplo de vida.

A mi profesor el M.I. Mario Becerra por su amistad, dedicación y entrega.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, un lugar maravilloso para aprender a vivir.

A mis compañeros de la carrera, a mi compa Borja, a Paquito, a Héctor Silva, al Chapo, al Yeuyin, a Bazán, a Martín, a Zavala, a Sayra, a Norberto, a Kuri, a Juanito, a Emanuel, a Toño (y a su familia), a Indira, a Yalil, a la Doña, a Mauricio de la SPE estudiantil, a Ricardo Cañas y a Dulce de la prepa 8, al Rocco, al Fabo, a Marianita, a Brenda, a Iván... a todos mis primos, a mis amigos de toda la vida Raúl y Carlos, al Güero, a Luis Miguel (Wu), al Chato, al Nolo y a todos los que me ayudaron a lograr esto, que son muchísimas personas las cuales nunca olvidaré y siempre estarán en mi corazón.

ÍNDICE

1.- INTRODUCCIÓN.....	1
1.1.- Generalidades.....	1
1.2.- Resumen.....	2
1.3.- Definición de Gas Hidrocarburo.....	4
1.3.1.- Gas Natural.....	4
1.3.2.- Gas Disuelto.....	4
1.3.3.- Gas Asociado.....	4
1.3.4.- Gas No Asociado.....	4
1.3.5.- Condensados del Gas.....	4
1.4.- El Gas Hidrocarburo en México y en el Mundo.....	5
1.5.- Clasificación de los Yacimientos de Gas.....	7
1.5.1.- Yacimientos de Gas Seco.....	8
1.5.2.- Yacimientos de Gas Húmedo.....	8
1.5.3.- Yacimientos de Gas y Condensado.....	9
2.- PROPIEDADES DE LOS GASES HIDROCARBUROS.....	10
2.1.- Mol y Fracción Mol.....	10
2.2.- Peso Molecular, M_w	11
Peso Molecular Aparente, M_a	11
2.3.- Ley de los Gases Ideales.....	13
2.4.- Volumen Molar.....	14
2.5.- Densidad Relativa o Densidad Específica.....	15
2.6.- Ley de los Gases Reales.....	16
Factor de Desviación del Gas “z”.....	16
Ejemplo 2.1. Calcular el Factor de Desviación del Gas para los Datos de Campo Dados, Utilizando las Gráficas de Sutton y las de McCain.....	19
2.7.- Factor de Volumen del Gas, B_g	21
2.8.- Densidad del Gas, ρ_g	23
2.9.- Viscosidad del Gas, μ_g	24
Ejemplo 2.2. Utilice las Sigüientes Figuras (Correlaciones), para Calcular la Viscosidad del Gas en el Yacimiento.....	24
2.10.- Compresibilidad de un Fluido o Sólido Elástico.....	27
2.11.- Compresibilidad del Gas.	27
Ejemplo 2.3. Encontrar la Compresibilidad de un Gas, Utilizando la Gráfica del Factor de Desviación del Gas a una Temperatura Constante de 150 °F....	29
2.12.- Compresibilidad de la Formación.....	30
Ejemplo 2.4. Calcular la Reducción del VP del Yacimiento debido a una Caída de Presión de 10 [psi].....	32

2.13.- Compresibilidad del Agua Congénita.....	33
2.14.- Compresibilidad Total.....	33
3.- CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE LA INGENIERÍA DE YACIMIENTOS DE GAS.....	35
3.1.- Porosidad.....	35
3.1.1.- Porosidad Absoluta.....	36
3.1.2.- Porosidad Efectiva.....	36
3.2.- Saturación.....	37
Saturación Promedio.....	39
3.3.- Mojabilidad.....	40
3.4.- Tensión Superficial.....	40
3.5.- Permeabilidad.....	41
3.6.- Volumen Original de Gas en el Yacimiento.....	41
3.7.- Factor de Recuperación en los Yacimientos de Gas.....	42
3.8.- Yacimiento Volumétrico de Gas.....	43
3.9.- Mecanismos de Empuje en Yacimientos de Gas.....	44
3.10.- Condiciones de Abandono.....	44
Presión de Abandono.....	44
3.11.- Ecuación General de Balance de Materia para Yacimientos de Gas.....	45
3.12.- Introducción a los Métodos Volumétricos para Yacimientos de Gas.....	48
Ejemplo 3.1. Calcular la Producción Acumulada de Gas, G_p , y el Factor de Recuperación “F”, para las Presiones en el Yacimiento de 1,000 y 400 psia.....	49
4.- MÉTODOS VOLUMÉTRICOS PARA YACIMIENTOS DE GAS.....	53
4.1.- Yacimientos Volumétricos de Gas Seco.....	54
Ejemplo 4.1. Cálculo del Volumen Original de Gas en un Yacimiento Volumétrico de Gas Seco a Condiciones de Yacimiento.....	57
4.2.- Yacimientos de Gas Seco con Entrada de Agua.....	58
Ejemplo 4.2. Cálculo de las Reservas de Gas y del Factor de Recuperación para un Yacimiento de Gas con Entrada de Agua.....	61
Ejemplo 4.3. Cálculo de las Reservas de Gas y del Factor de Recuperación para un Yacimiento de Gas con Entrada de Agua, con Eficiencia de Barrido Menor al 100%.....	62
4.3.- Yacimientos Volumétricos de Gas Húmedo y Gas y Condensado.....	64
Ejemplo 4.4. Cálculo del Volumen Original de Gas y del Volumen de Condensados, para Yacimientos Volumétricos de Gas Húmedo.....	67
5.- ECUACIONES DE BALANCE DE MATERIA PARA YACIMIENTOS DE GAS.....	72
5.1.- Ecuación de Balance de Materia para Yacimientos Volumétricos de Gas Seco.....	73

Ejemplo 5.1. Cálculo del Volumen Original de Gas en el Yacimiento Utilizando Métodos de Balance de Materia para Yacimientos Volumétricos de Gas Seco.....	76
5.2.- Ecuación de Balance de Materia para Yacimientos de Gas Seco con Entrada de Agua....	78
5.3.- Métodos para Calcular la Entrada de Agua.....	80
5.3.1.- El Método de van Everdingen-Hurst.....	81
Ejemplo 5.2. Método de van Everdingen-Hurst para Estimar la Entrada de Agua.....	85
5.3.2.- El Método de Carter y Tracy.....	89
Ejemplo 5.3. Método de Carter y Tracy para Estimar la Entrada de Agua.....	91
5.3.3.- El Método de Fetkovich.....	96
Ejemplo 5.4. Método de Fetkovich para Estimar la Entrada de Agua.....	99
5.4.- Ecuación de Balance de Materia para Yacimientos Volumétricos Geopresurizados de gas.....	104
5.4.1.- Cálculo del Volumen Original de Gas en el Yacimiento Cuando se Conoce la Compresibilidad Promedio de la Formación.....	108
Ejemplo 5.5. Cálculo del Volumen Original de Gas en Yacimiento con Ecuaciones de Balance de Materia para Yacimientos de Gas Geopresurizados.....	108
5.4.2.- Determinación Simultánea del Volumen Original de Gas en el Yacimiento y la Compresibilidad Promedio de la Formación.....	112
Ejemplo 5.6. Determinación Simultanea del Volumen Original de Gas en el Yacimiento y la Compresibilidad Promedio de la Formación.....	113
5.5.- Ecuación de Balance de Materia para Yacimientos Volumétricos de Gas y Condensado.....	117
5.5.1.- Yacimientos de Gas y Condensado.....	117
5.5.2.- Yacimientos de Gas y Condensado con Vaporización de Agua.....	123
5.5.3.- Ecuación de Balance de Materia para Yacimientos Volumétricos con Presiones por Encima del Punto de Rocío.....	124
5.5.4.- Ecuación de Balance de Materia para Yacimientos Volumétricos con Presiones por Debajo del Punto de Rocío.....	128
CONCLUSIONES.....	131
APÉNDICE.....	133
NOMENCLATURA.....	135
REFERENCIAS.....	141

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

1.1 Generalidades

Este trabajo de tesis titulado “Métodos Volumétricos y Ecuaciones de Balance de Materia para Yacimientos de Gas”, tiene como propósito que el lector, quien en la mayoría de los casos es estudiante de Ingeniería Petrolera o profesionalista relacionado al área de yacimientos; conozca, comprenda y pueda calcular con una buena aproximación, las propiedades básicas de los yacimientos de gas hidrocarburo, el cual como su nombre lo indica, son los hidrocarburos en fase gaseosa y se definirá más adelante dentro de este mismo capítulo, haciendo énfasis en las diferencias que tiene éste con el gas natural. Así como las ecuaciones volumétricas y de balance de materia que se utilizan en la industria petrolera para calcular el volumen original de gas en el yacimiento y el factor de recuperación de este volumen. Conocer el volumen de hidrocarburos que tenemos originalmente en un yacimiento nos ayudará a planear y a conocer la mejor manera en la que podemos explotar un yacimiento, así como calcular el tiempo de vida productiva y las producciones esperadas de cierto yacimiento o campo, para que de esta forma los ingenieros de diseño y los ingenieros de producción puedan realizar un trabajo adecuado al conocer los volúmenes de gas que se esperan producir.

Se estudiarán todos los efectos y fenómenos naturales que se llevan a cabo dentro del yacimiento que hacen que el gas hidrocarburo sea producido hasta la superficie, así como dos maneras de pronosticar el volumen de gas hidrocarburo que vamos a poder llevar a superficie después de cierto tiempo.

El gas hidrocarburo en la industria petrolera generalmente no se estudia tanto como el aceite, por lo tanto no se le da el manejo adecuado cuando este llega a superficie, generalmente es venteado a la atmósfera y quemado dado que no se tienen las instalaciones propicias para resguardar y aprovechar sus grandes bondades como combustible tanto de uso doméstico como industrial.

El gas hidrocarburo que se produce en nuestro país generalmente es el gas asociado al petróleo, o el gas que viene disuelto en el aceite. Debido a que el precio del gas en el mercado no es tan elevado como lo es el de un barril de petróleo o aceite, se desperdician grandes volúmenes de este recurso natural no renovable, lo cual es inconcebible en países altamente desarrollados, ya que una fuente de energía tan valiosa que a su vez es también una fuente de ingresos económicos no se debería desaprovechar en cantidades tan elevadas como se hace en nuestro país.

Nosotros como ingenieros de un nuevo milenio, debemos no solo en pensar en las ganancias económicas que nuestra labor pueda generar para una nación, sino que también debemos de reflexionar en el impacto ambiental que puedan tener nuestras acciones y decisiones dentro de nuestro valioso planeta tierra. Ya que como lo han dicho los grandes economistas del mundo “La opción más ecológica siempre resulta ser la más económica”. Por esta razón debemos de estudiar la mejor manera de explotar los recursos naturales de modo que no tengamos que dañar al medio ambiente de manera irreversible, como lo es la quema desmesurada del gas hidrocarburo que proviene de los yacimientos petroleros. Esta tesis es una aportación al conocimiento y al desarrollo de la explotación y la predicción del comportamiento de los yacimientos de gas.

1.2 Resumen

En el *segundo capítulo* de este trabajo se estudiarán todas las propiedades fundamentales para conocer cómo se comportan los gases hidrocarburos dependiendo de las condiciones de presión y en algunos casos de temperatura, y se verán a su vez algunos métodos con sus respectivos ejemplos para calcular los valores de todas estas propiedades como *la densidad relativa, la compresibilidad, el factor de compresibilidad, los valores pseudoreducidos, el factor de volumen, la densidad, la viscosidad, la compresibilidad del agua congénita y la compresibilidad de la formación.*

En el *tercer capítulo*, se presentan los conceptos fundamentales de la Ingeniería de Yacimientos enfocándonos principalmente en las propiedades petrofísicas de un yacimiento, las cuales nos servirán más adelante en los siguientes capítulos a entender mejor las ecuaciones volumétricas y las de balance de materia. Entre estas propiedades se encuentran *la porosidad, la saturación* y otras propiedades que se obtienen de estudios de laboratorio o por medio de registros geofísicos; por esta razón, a diferencia del capítulo anterior en el que se ponen ecuaciones y ejemplos para calcular las propiedades del gas, en este capítulo únicamente se estudiarán los conceptos con sus respectivas ecuaciones que los definen, mas no que los cuantifican, como lo que se realizó en el segundo capítulo. A su vez, en este tercer capítulo se introducen los conceptos fundamentales de este trabajo como son *el Volumen Original de Gas en Yacimiento y el Factor de Recuperación*, que son los valores que trataremos de encontrar en el cuarto y quinto capítulo, y que son valores fundamentales para la Ingeniería de Yacimientos ya que si logramos calcularlos de manera adecuada y precisa, nos serán de gran ayuda durante toda la vida productiva del yacimiento. Junto con estos conceptos, se da una introducción de lo que son las ecuaciones volumétricas y las ecuaciones de balance de materia, incluso se presentan ejemplos de su utilización.

En el *cuarto capítulo* entramos de lleno a uno de los dos temas centrales de esta tesis, los *Métodos Volumétricos* para conocer el Volumen Original de Gas en el yacimiento así como el Factor de Recuperación del mismo. Dichos “*Métodos*”, son simplemente ecuaciones para cada tipo de fluido dentro del yacimiento, las cuales están basadas en la ley general de los gases y únicamente modelan matemáticamente el comportamiento de los gases de manera volumétrica, es decir solo con los cambios de temperatura y de presión. Se presentan las ecuaciones para *Yacimientos Volumétricos de Gas Seco*, *Yacimientos de Gas Seco con entrada de Agua*, *Yacimientos Volumétricos de Gas Húmedo* y para *Yacimientos de Gas y Condensado*. Cabe mencionar que no solamente se presentan las ecuaciones, sino que se utilizan ejemplos con datos típicos de campo que llevan paso a paso al estudiante a comprender mejor el método, además de que las ecuaciones también se desarrollan paso a paso.

En el *quinto y último capítulo*, se presentan las Ecuaciones de Balance de Materia utilizadas para calcular el Volumen Original de Gas y el Factor de Recuperación de los Yacimientos de Gas. Se estudiarán y se desarrollarán las *Ecuaciones de Balance de Materia para Yacimientos Volumétricos de Gas Seco*, las *Ecuaciones de Balance de Materia para Yacimientos de Gas Seco con entrada de Agua* incluyendo tres métodos para calcular la cantidad de agua que entra al yacimiento, estos métodos son: *El Método de van Everdingen-Hurst*¹⁶. *El Método de Carter-Tracy*¹⁷. *El Método de Fetkovich*¹⁸. De los cuales el último es el más completo, ya que como se verá en este quinto capítulo, considera la entrada de agua del acuífero asociado al yacimiento tanto como por los flancos como desde la parte inferior del yacimiento, lo que los otros dos métodos no pueden hacerlo. En este capítulo se abordan también las *Ecuaciones de Balance de Materia para Yacimientos Volumétricos Geopresurizados de Gas*, el *Cálculo del Volumen Original de Gas en Yacimiento cuando se conoce la Compresibilidad Promedio de la Formación*, la *Determinación Simultanea del Volumen Original de Gas en Yacimiento y la Compresibilidad Promedio de la Formación*, las *Ecuaciones de Balance de Materia para Yacimientos Volumétricos de Gas y Condensado sin y con Vaporización de Agua*, las *Ecuaciones de Balance de Materia para Yacimientos Volumétricos con Presiones por Encima del Punto de Burbuja* y las *Ecuaciones de Balance de Materia para Yacimientos Volumétricos con Presiones por Debajo del Punto de Burbuja*. Este es el capítulo más extenso pero se explica con ejemplos y gráficas, al igual que en todos los anteriores, lo que ayudarán a comprender y aplicar de manera adecuada las ecuaciones para conocer de manera cualitativa y cuantitativa, el comportamiento de los yacimientos de gas.

1.3 Definición de Gas Hidrocarburo

El gas hidrocarburo compuesto principalmente por Metano y Etano, se encuentra en los yacimientos naturales que yacen en el subsuelo. Al tener un yacimiento de gas también existen mezclados junto con el gas hidrocarburo, otros tipos de gases a los cuales se les conoce como “contaminantes” los cuales generalmente son el Dióxido de Carbono (CO₂), el Nitrógeno (N₂) y el Ácido Sulfhídrico (H₂S). Este último es extremadamente nocivo para la salud, bastan 20-50 ppm² en el aire para causar un malestar agudo que lleva a la sofocación y a la muerte por sobre-exposición.

1.3.1 Gas Natural

Es prácticamente lo mismo que el gas hidrocarburo. Aunque en nuestro país y en algunos otros, este término es más utilizado para referirse al gas de uso doméstico el cual ya ha sido procesado y ya no contiene *contaminantes*.

1.3.2 Gas Disuelto

Es el Gas Hidrocarburo que a condiciones de yacimiento se encuentra dentro de la fase líquida del petróleo, pero que durante su trayecto hacia la superficie cambia a fase gaseosa.

1.3.3 Gas Asociado

Mejor conocido como el casquete de gas en el yacimiento, el cual a condiciones iniciales de yacimiento se encontraba disuelto en el aceite, pero que al ir disminuyendo la presión dentro del yacimiento, cambia de fase y no es producido hacia la superficie. Es decir, es el gas que se libera del aceite y se queda atrapado en el yacimiento formando un casquete de gas en la parte superior del mismo.

1.3.4 Gas No Asociado

Es gas dentro de un yacimiento, que no contiene grandes cantidades de aceite coexistiendo con él. Es decir, a condiciones iniciales de yacimiento ya se encontraba en fase gaseosa.

1.3.5 Condensados del Gas

Son los líquidos que a condiciones iniciales de yacimiento se encontraban en fase gaseosa, pero a condiciones de explotación ya sea en el yacimiento, en el pozo o en la superficie se condensa y se mantienen en fase líquida.

1.4 El Gas Hidrocarburo en México y en el Mundo

El gas natural es una de las energías primarias de utilización más reciente, puesto que fue hasta después de la Segunda Guerra Mundial cuando se comenzó su comercialización en los Estados Unidos, país pionero en su producción y consumo. Sin embargo, aunque el gas natural es una energía muy moderna en su uso, su conocimiento se remonta, al comienzo de la explotación del petróleo - el otro hidrocarburo - con el que está asociado en los yacimientos en la mayor parte de los casos. En este sentido, el gas natural ha fluido junto con el petróleo durante muchas décadas, como una indeseada producción que, por "inservible", se ha quemado o venteado de manera desmesurada. Práctica que todavía hoy se lleva a cabo en gran parte de los campos petroleros de nuestro país y en varios países subdesarrollados alrededor del mundo entero.

La demora en la utilización comercial del gas natural respecto al petróleo se explica básicamente por la existencia de importantes problemas técnicos en su transporte y distribución, que frenaron su empleo hasta bien entrado el siglo actual. El obstáculo inicial, relativo al transporte en gran escala desde los yacimientos a los puntos de consumo, se superó con la fabricación y soldadura de tuberías capaces de resistir altas presiones, permitiendo así el nacimiento de los gasoductos para el transporte continental de esta energía primaria. Esto se consiguió en los Estados Unidos durante el período entre guerras haciendo posible el comienzo de la explotación de sus enormes recursos de gas natural, cuyas cualidades le permitieron una rápida aceptación. El descubrimiento de los ricos yacimientos gasíferos de Alberta, en Canadá, sirvió para apuntalar el crecimiento del consumo y su expansión geográfica por buena parte de América del Norte.

Europa, por el contrario, permaneció totalmente al margen del empleo del gas natural hasta la segunda mitad de siglo. Varias causas explican este retraso, en primer lugar, la carencia de producción propia; en segundo lugar, la imposibilidad del transporte intercontinental del gas por medios marítimos; en tercer lugar, porque el papel del gas natural en el consumo doméstico y en otros usos comerciales lo desempeñaría durante casi cien años, el gas manufacturado obtenido de la destilación de carbones, en general abundantes en casi todos los países europeos.

En nuestro país, la producción de gas natural en su mayoría proviene de la Región Marina Noreste (40%), seguida de la Región Sur (32%) y de la Región Marina Suroeste (25%), mientras que la Región Norte participa con el 3% del total producido. En la **Figura 1.1** se observan las principales zonas productoras de gas hidrocarburo de nuestro país.



Figura 1.1 Mapa de México en el que se Muestran las Zonas Productoras de Gas ¹.

México se encuentra hoy en una crucial etapa de transición. Una transición que apunta hacia un aprovechamiento más eficiente de sus recursos naturales y que se ve reflejado en el uso creciente del gas natural.

Este noble recurso natural es llamado el combustible del siglo XXI por muchas razones:

- ⊛ Porque es más seguro.
- ⊛ Porque su precio es inferior al de otros combustibles viables.
- ⊛ Porque ayuda a lograr un medio ambiente más limpio.
- ⊛ Porque es fácil y continuo su abastecimiento y distribución.
- ⊛ Porque no requiere almacenamiento.

Así mismo, el sector del gas natural representa oportunidades importantes para los negocios:

- ⊛ Reduce costos de energía y mantenimiento
- ⊛ Incrementa la productividad y se certifica como industria limpia entre otros.

El gas natural es un combustible competitivo, que satisface a un costo razonable las necesidades tanto de la industria, el comercio y el sector doméstico.

México es apenas incipiente en el uso y consumo de gas natural, cuando es un productor importante de este recurso, como se observa en la **Figura 1.2**:

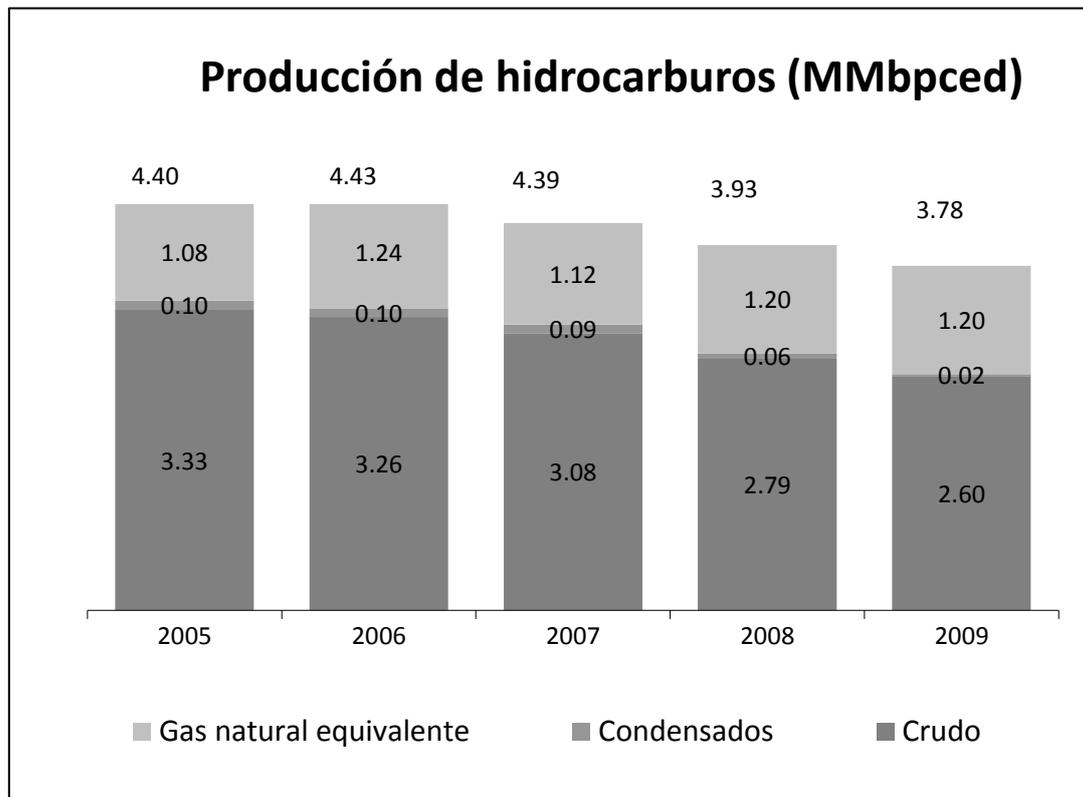


Figura 1.2 Gráfico que Muestra las Producciones en México en 2005-2009. Obsérvese la cantidad de gas natural que se produce ¹.

1.5 Clasificación de los Yacimientos de Gas

Los yacimientos de gas se pueden clasificar de acuerdo a su presión inicial, a su tipo de trampa geológica, al mecanismo de empuje predominante o de acuerdo a su tipo de fluidos que están contenidos en él. Esta última sin embargo, es la más utilizada en la industria petrolera y es la que nosotros utilizaremos en esta tesis para estudiar las diversas ecuaciones que le corresponden a cada tipo de yacimiento clasificándolos por el tipo de fluidos que contienen, tanto para las ecuaciones volumétricas como para las ecuaciones de balance de materia. Aunque para estas últimas ecuaciones introduciremos los conceptos de la entrada de agua, de los yacimientos geopresurizados o con presiones anormales y de yacimientos con vaporización de agua.

Los diagramas de fase de estos tipos de yacimientos, se presentan en el capítulo 4 de este trabajo, ya que se explican junto con sus ecuaciones correspondientes.

1.5.1 Yacimientos de Gas Seco

Los yacimientos de Gas Seco como se observa en la **Tabla 1.1**, contienen principalmente metano ($\%C_1 > 90$) con pequeñas cantidades de otros componentes más pesados. Dado su alto contenido de componentes volátiles del gas seco, la condensación del líquido solo se alcanza a temperaturas bajo 0°F.

Tabla 1.1 Porcentajes de componentes de acuerdo al gas en un yacimiento ³.

Componente	Gas Seco [%]	Gas Húmedo [%]	Gas Retrogrado [%]
C₁	96.0	90.0	75.0
C₂	2.0	3.0	7.0
C₃	1.0	2.0	4.5
C₄	0.5	2.0	3.0
C₅-C₆	0.5	1.0	2.0
C₇₊	-	2.0	8.5
RGA [<i>ft</i>³/<i>bls</i>]	-	26,000	7,000
°API (líquido)	-	60°	55°
Color (líquido)	-	Incoloro, Amarillo claro.	Amarillo claro, Amarillo.

De esta manera, en teoría un yacimiento de gas seco no produce líquidos en la superficie, sin embargo, la diferencia entre un gas seco y un gas húmedo es arbitraria y generalmente un sistema de hidrocarburos que produzca con una relación gas-aceite (RGA) mayor de 100,000 [*ft*³/*c.s.*/*bls*/*c.s.*] se considera seco.

En resumen, de este tipo de yacimientos en teoría no vamos a obtener líquidos en ninguna parte de nuestras instalaciones de producción, sin embargo en la práctica sí se produce una cierta cantidad de líquidos muy pequeña.

1.5.2 Yacimientos de Gas Húmedo

Como se observa en la **Tabla 1.1**, los gases húmedos se caracterizan por contener una mayor cantidad de componentes intermedios y pesados que los

gases secos. El término “Húmedo” implica que a las condiciones de separación en superficie, la mezcla cambia de fase generando relaciones gas-aceite mayores 15,000 y menores a 100,000 [$ft^3@c.s./bls@c.s.$]. Estos tipos de yacimientos a diferencia de los yacimientos de gas seco producen líquidos en la superficie, y a diferencia de los yacimientos de gas y condensado los líquidos se forman únicamente en la superficie y no en el yacimiento como veremos en el siguiente subtema.

1.5.3 Yacimientos de Gas y Condensado

Este tipo de yacimientos tiene un comportamiento tal que a sus condiciones originales de presión, temperatura y composición son tales que en cierta etapa de explotación se presentará el fenómeno de condensación retrograda y desde luego la producción en superficie será en dos fases.

La composición de la mezcla de hidrocarburos de un yacimiento de gas y condensado es todavía predominantemente metano ($\%C_1 > 60$) como en el caso de los yacimientos de gas seco y húmedo, aunque la cantidad relativa de hidrocarburos pesados es considerablemente mayor. Un yacimiento de gas y condensado es un yacimiento de gas con líquido disuelto.

Este concepto al igual que los otros dos anteriores, se explican nuevamente y se ilustran con diagramas de fases en el capítulo 4 del presente trabajo de tesis.

CAPÍTULO 2. PROPIEDADES DE LOS GASES HIDROCARBUROS

Introducción

En este capítulo, se analizarán las propiedades más representativas del gas como estado de la materia. Al igual que se estudiarán específicamente a los gases que se encuentran en los yacimientos de hidrocarburos, para comprender y poder predecir el comportamiento de estos gases dentro de un yacimiento. Como sabemos, las propiedades físicas de una sustancia comúnmente dependen del estado en que se conserva. Estas propiedades, comúnmente se calculan con pruebas de laboratorio que utilizan los aforos realizados a los pozos productores de gas. En ausencia de estos análisis de laboratorio, es necesario recurrir a la Ingeniería de Yacimientos y a sus metodologías para calcular de manera aproximada los parámetros que nos ayudaran a conocer la mejor forma de explotar un yacimiento de gas. Los gases que se encuentran principalmente en los yacimientos de gas, son tanto hidrocarburos (metano, etano, propano, butano y más pesados) como no hidrocarburos (dióxido de carbono, ácido sulfhídrico y nitrógeno), estos últimos también conocidos como impurezas del gas.

Se cubrirán los parámetros más utilizados en la industria petrolera para caracterizar de manera práctica a los fluidos dentro de los yacimientos de gas.

Para entender mejor los conceptos que se verán más adelante, es necesario definir antes algunas propiedades que se utilizan para cuantificar las propiedades y el comportamiento del gas hidrocarburo dentro del yacimiento.

2.1 Mol y Fracción Mol

El Sistema Internacional de Unidades, incluye una unidad de cantidad de sustancia debido a que es importante cuantificar el número de partículas o unidades elementales que contiene una determinada muestra de un fluido en análisis. La palabra “mol” no tiene nada que ver con molécula. Mol significa mole, pila o montón ⁴.

De esta manera, un mol es la cantidad de una sustancia que contiene 6.02×10^{23} unidades elementales.

Al número

$$N_A = 6.02 \times 10^{23}$$

Se le conoce como el número de Avogadro, en honor al distinguido químico italiano del siglo pasado. La hipótesis de Avogadro, afirma que volúmenes iguales de dos gases cualesquiera, en condiciones idénticas de temperatura y

presión, contienen el mismo número de moléculas. Esto significa que si pesamos volúmenes iguales de distintos gases, la proporción que guardan sus pesos debe de ser igual a la relación de los pesos de sus moléculas mismas. Este número se utiliza en las ecuaciones de balance de materia y en los métodos volumétricos para conocer la cantidad de moléculas de gas hidrocarburo y hacer las correcciones necesarias en presencia de impurezas.

La fracción molar es simplemente el porcentaje de un compuesto químico (en este caso metano, etano, propano, etc.) que se encuentra contenido en una mezcla de gases, como generalmente se encuentran los gases en un yacimiento de gases hidrocarburos.

Así, una libra-masa-mol (lbm-mol) es una cantidad de materia con una masa en libras igual al peso molecular. Definiciones similares se aplican al gramo-mol, kilogramo-mol, etc. Por ejemplo, 1 lbm-mol de metano (CH₄) pesa 16.043 lbm. La fracción molar de un componente en una mezcla, es el número de libras-mol de ese componente dividido por el número total de moles de todos los componentes en esa mezcla. Luego, para un sistema con n componentes, la fracción molar es:

$$y_i = n_i / \sum_{j=1}^{n_c} n_j , \dots \dots \dots (2.1)$$

dónde y_i es la fracción molar del componente i , n_i es el número de libras-mol del componente i y n_c es el número de componentes en la mezcla de gases ⁵.

2.2 Peso Molecular, M_w

Recordemos que un mol de cualquier gas tiene un mismo número de moléculas, por lo tanto siempre que se requiera medir o pesar un mol de dicho gas, este valor permanecerá constante. También debemos de recordar que el número de moléculas en un mol es el Número de Avogadro, el cual es una cantidad enorme con la cual podemos medir el peso de todos los elementos, como se representa en la mayoría de las *Tablas Periódicas* de nuestro país. Más adelante se mostrarán de manera comparativa (**Tabla 2.1**), los pesos moleculares de los gases que encontramos comúnmente en los yacimientos petroleros.

Peso Molecular Aparente, M_a

El peso molecular para una mezcla con n componentes (n_c) se denomina el peso molecular promedio molar ó aparente de la mezcla y se determina con:

$$M_a = \sum_{j=1}^{n_c} y_j M_j, \dots \dots \dots (2.2)$$

en donde M_a es el peso molecular aparente de la mezcla de gases en $lbm/lbm\text{-}mol$, M_j es el peso molecular del componente j -ésimo de la mezcla de gas en $lbm/lbm\text{-}mol$ y y_j es la fracción mol de la fase de gas del componente j -ésimo en fracción o en porcentaje.

En la siguiente tabla se muestran algunas propiedades de los compuestos que se encuentran comúnmente en los yacimientos de gas.

Tabla 2.1 ⁶. Propiedades físicas de los gases a $T_{cs} = 60^\circ\text{F}$ y $p_{sc} = 14.65$ [psia].

Compuesto	Formula química	Peso Molecular [lbm/lbm – mol]	Densidad del gas [lbm/ft ³]	Densidad del líquido [lbm/ft ³]	Viscosidad del gas [cp]
Hidrógeno	H ₂	2.109	0.005312	4.432	0.00871
Agua	H ₂ O	18.015	-	62.336	-
Nitrógeno	N ₂	28.013	0.073820	50.479	0.01735
Oxígeno	O ₂	31.99	0.084320	71.228	0.02006
Sulfuro de hidrógeno	H ₂ S	34.08	0.089810	49.982	0.01240
Dióxido de Carbono	CO ₂	44.010	0.116000	51.016	0.01439
Aire	-	28.963	0.076320	54.555	0.01790
Metano	CH ₄	16.043	0.042280	18.710	0.01078
Etano	C ₂ H ₆	30.070	0.079240	22.214	0.00901
Propano	C ₃ H ₈	44.097	-	31.619	0.00788
i-Butano	C ₄ H ₁₀	58.123	-	35.104	0.00732
n-Butano	C ₄ H ₁₀	58.123	-	36.422	0.00724

Nota: Se dan valores de densidad de los líquidos para estos componentes, que puedan existir como líquidos a 60 °F y 14.7 psia, se estima la densidad del líquido para componentes que son gases a estas condiciones.

2.3 Ley de los Gases Ideales

Se sabe de los estudios básicos de física general, que el volumen de un gas cambia con respecto a la temperatura y la presión. Pero cuando estos tres parámetros cambian a la vez, se requiere de una Ecuación de Estado, la cual nos describirá el comportamiento o las propiedades que tiene el gas que estamos trabajando. En el caso de la ecuación que se presenta a continuación, la masa también es una variable, como es el caso de cuando un yacimiento produce hacia la superficie fluidos que obviamente hacen que su masa dentro del yacimiento disminuya. Como vimos en la sección anterior, sabemos que el volumen de un gas es proporcional al número de moles que se encuentran encerrados en el recipiente que lo contiene (en este caso un yacimiento). Así, la ley que indica que cierto número de moles de gas ideal, a temperatura y presión fijas, ocupan un cierto volumen que puede ser calculado con la siguiente ecuación:

$$V = \frac{nRT}{p}, \dots \dots \dots (2.3)$$

en donde n es el número de moles y R se le conoce como la constante de los gases. Su valor depende de las unidades en que se expresen V, T y P . El valor de R es universal y sirve para cualquier gas que se comporte como ideal.

En la **Tabla 2.2** se presentan los valores de la constante de los gases ideales, R , más utilizados dependiendo las unidades.

Tabla 2.2 Valores de la Constante Universal de los Gases “R”.

Presión	Volumen	Temperatura	n	Valor de R
<i>psi</i>	<i>ft³</i>	<i>°R</i>	<i>lbm – mol</i>	10.7316
<i>atm</i>	<i>ft³</i>	<i>°R</i>	<i>lbm – mol</i>	0.73024
<i>atm</i>	<i>m³</i>	<i>K</i>	<i>mol</i>	8.20575
<i>Pa</i>	<i>m³</i>	<i>K</i>	<i>mol</i>	8.31447
<i>kPa</i>	<i>L</i>	<i>K</i>	<i>mol</i>	8.31447

Por definición, un gas ideal es aquel que:

- El volumen ocupado por sus moléculas es insignificante en comparación al volumen total ocupado por el gas, es decir no ocupan volumen.

- No existen fuerzas de atracción y repulsión entre las moléculas y paredes del contenedor donde se encuentra alojado el gas.
- Los choques entre las moléculas son perfectamente elásticos, por lo que no existe pérdida de energía interna durante los choques.

Otra cualidad que tiene un gas ideal, es que se comprime proporcionalmente a todas las unidades que se estén manejando al momento de utilizar esta ecuación, cuando no es así como sucede en la realidad, se utiliza un factor de desviación “z” el cual nos indica que tan lejos o que tan cerca se encuentra un gas de comportarse como un gas ideal y se estudiará más adelante con mayor profundidad.

2.4 Volumen Molar

El concepto de volumen molar, V_m , se utiliza para convertir una masa dada de gas a el volumen de ese mismo gas a condiciones estándar de presión y temperatura (60°F y 14.65 psia). Éste concepto implica que, para las condiciones estándar, el volumen molar es constante y puede ser utilizado para convertir masa a volumen o bien, como en algunas ocasiones se requiere, para convertir un volumen dado a condiciones estándar en su respectiva masa.

El volumen que ocupa 1 mol de cualquier gas es su volumen molar⁷.

Combinando la definición de volumen molar, $V_m = V/n$, y la Ley de los gases ideales dada por la ecuación 2.3, obtenemos que el volumen molar se puede representar como:

$$V_m = RT_{cs}/p_{cs} , \dots \dots \dots (2.4)$$

Se consideran condiciones estándar la $T_{cs} = 60^\circ\text{F} + 459.67 = 519.67^\circ\text{R}$ y $p_{cs} = 14.65$ [psia]. De esta manera la ecuación 2.4 se expresa como:

$$V_m = \frac{\left(10.732 \frac{\text{psia-ft}^3}{\text{lbm-mol}^\circ\text{R}}\right) (519.67^\circ\text{R})}{(14.65 \text{ psia})}$$

$$V_m = 380.7 \text{ ft}^3 @ c.s./\text{lbm} - \text{mol} , \dots \dots \dots (2.5)$$

Este sería el valor del volumen molar para estas condiciones estándar en el sistema de unidades inglés. Recordemos que un mol de cualquier gas, contiene el mismo número de moléculas (Número de Avogadro), por lo tanto a unas condiciones fijas como las condiciones estándar, cualquier gas ocupará el mismo espacio o volumen. En el SIU este valor es de 22.4 Litros.

2.5 Densidad Relativa o Densidad Específica

Por definición, la densidad del gas, ρ_g , es la cantidad de masa por unidad de volumen, por lo tanto a una temperatura y una presión dada se puede derivar de la siguiente forma:

$$Densidad = \frac{masa}{volumen} = \frac{nM_w}{V} \dots \dots \dots (2.6)$$

$$Densidad = \rho_g = \frac{\frac{n}{pV} M_w}{V} = \frac{p M_w}{R T} \dots \dots \dots (2.7)$$

dónde

M_w = Peso Molecular

Debido a que es más conveniente el medir la densidad relativa de los gases en lugar de la densidad normal, la densidad relativa es la más utilizada.

La densidad relativa se define como la relación de la densidad de un gas a ciertas condiciones de presión y temperatura con respecto a la densidad del aire a la misma presión y temperatura, usualmente estas condiciones son cercanas a los 60 °F y a una presión atmosférica ó 14.65 [psia]. La densidad relativa se representa con la siguiente ecuación:

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_{aire}} \dots \dots \dots (2.8)$$

Donde ρ_g es la densidad de la mezcla de gases en [lbm/ft³] y ρ_{aire} es la densidad del aire en [lbm/ft³]. Ya sea que la densidad de los gases varíen con respecto a la temperatura y la presión, la densidad relativa es independiente de la presión y de la temperatura cuando un gas obedece la ley de los gases ideales. Por esto, la densidad relativa del gas se puede representar combinando las ecuaciones 2.7 y 2.8 como:

$$\gamma_g = \frac{\frac{pM_w}{RT}}{\frac{p(M_{aire})}{RT}} = \frac{M_w}{M_{aire}} \dots \dots \dots (2.9)$$

Donde M_{aire} es el peso molecular del aire y es igual a 28.97 [lbm/lbm – mol]. La ecuación anterior también se puede obtener de la declaración previa de que 380.7 ft³ de cualquier gas ideal a 14.7 psia y 60°F es un mol, y por consiguiente su peso es igual a su peso molecular. Entonces, por definición de la densidad relativa es:

$$\gamma_g = \frac{\text{Peso de } 380.7 \text{ ft}^3 @ \text{c. s. de gas}}{\text{Peso de } 380.7 \text{ ft}^3 @ \text{c. s. de aire}} = \frac{M_w}{M_{aire}} \dots \dots \dots (2.10)$$

Entonces si la densidad relativa de un gas es de 0.75, su peso molecular será 21.7 [lbm/lbm – mol].

2.6 Ley de los Gases Reales

Todo lo que se ha dicho hasta ahora aplica para un gas ideal, lo cual cómo podemos suponer no es el comportamiento real, aunque muchos gases con una temperatura y presión cercanas a las condiciones estándar o atmosféricas se aproximan a un comportamiento ideal. Todas las moléculas de los gases reales tienen fuerzas de atracción entre sí que dado que se encuentran muy lejos una de otra se puede considerar como un fenómeno de efectos mínimos en las ecuaciones, que se puede despreciar y de esta forma el gas real se puede aproximar a tener un comportamiento ideal.

Factor de desviación del gas “z”

Debido a que el volumen del gas será menor que el volumen del gas ideal, se puede decir que el gas real será *supercompresible*. El valor utilizado para medir este cambio de volumen con respecto al gas ideal y que es una medida de la cantidad de desviación que tiene un gas de un comportamiento ideal, se le conoce como el factor de compresibilidad del gas o el factor de desviación del gas, y se le denota con la letra “z”. *Una forma de pensar en z es como un factor que convierte la ecuación en una igualdad. O sea, que este factor hace que sea cierta la ecuación que estamos utilizando.* Esta cantidad adimensional tiene un rango de valores que comúnmente caen entre 0.7 y 1.20, un valor igual a 1.00 representa el comportamiento de un gas ideal.

A muy altas presiones, arriba de los 5,000 psia, los gases naturales pasan de una *super-compresibilidad* a ser muy difíciles de comprimir, incluso más que un gas ideal. El factor de desviación del gas para estas condiciones es un valor mayor a la unidad.

De esta forma, el factor de desviación del gas, “z”, es por definición la relación del volumen que ocupa realmente el gas a ciertas condiciones de presión y temperatura con respecto al volumen que ocuparía ese mismo gas pero con un comportamiento ideal, esto se representa como:

$$z = \frac{V_a}{V_{ideal}} = \frac{\text{Volumen real ocupado por } n \text{ moles de gas a cierta } T \text{ y } p}{\text{Volumen ideal ocupado por } n \text{ moles de gas a ciertas } T \text{ y } p}$$

La ecuación anterior puede ser substituida dentro de la ley para los gases ideales. De esta forma obtendremos a “z” como:

$$p \left(\frac{V_a}{z} \right) = nRT \dots\dots\dots (2.12)$$

Y podemos reescribirla como:

$$z = \frac{pV_a}{nRT} \dots\dots\dots (2.13)$$

Donde V_a es el volumen real que ocupa el gas en estudio.

El factor de volumen del gas comúnmente se obtiene de estudios de laboratorio con los aforos en la superficie de los fluidos en producción, sin embargo cuando no se tienen disponibles dichos estudios se utiliza por lo general un método de correlaciones para estimar el factor de desviación del gas en función de su densidad relativa. Este método utiliza correlaciones para calcular la Temperatura y Presión pseudocrítica con cierta densidad relativa de un gas. Las correlaciones fueron desarrolladas por *Sutton*⁸ en base a 264 diferentes muestras de gas, y las curvas de estos experimentos se observan en la siguiente imagen:

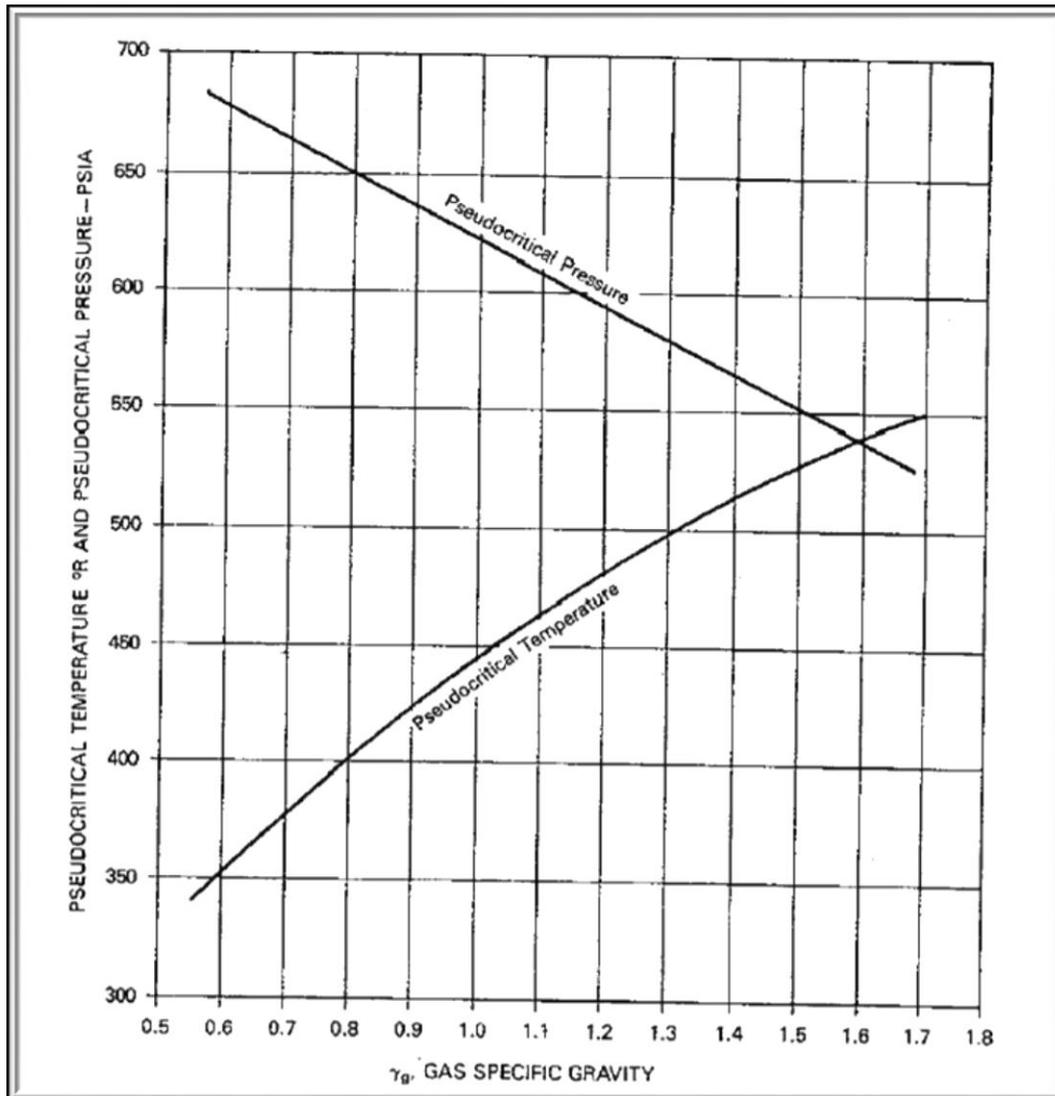


Figura 2.1 Propiedades pseudocríticas de los gases con respecto a su densidad relativa. (Después de Sutton.⁸)

Sutton, a su vez obtuvo las ecuaciones de las curvas que se presentan en la figura 2.1. Estas correlaciones son validas para los rangos de densidad relativa de un gas de $0.57 < \gamma_g < 1.68$:

$$p_{pc} = 756.8 - 131.0 \gamma_g - 3.6 \gamma_g^2 \dots \dots \dots (2.14)$$

$$T_{pc} = 169.2 - 349.5 \gamma_g - 74.0 \gamma_g^2 \dots \dots \dots (2.15)$$

Una vez obtenidos los valores pseudocríticos, se puede calcular la presión y la temperatura pseudoreducidas con las siguientes ecuaciones:

$$p_{pr} = \frac{p_{yac}}{p_{pc}} \dots \dots \dots (2.16)$$

$$T_{pr} = \frac{T_{yac}}{T_{pc}} \dots \dots \dots (2.17)$$

Para que con estos dos valores encontremos el valor del factor de desviación del gas, “z”. Utilizando la **figura 2.2**.

Este método se ilustra con el siguiente ejemplo, utilizando los datos que generalmente se encuentran disponibles en campo.

- **Ejemplo 2.1.- Calcular el Factor de Desviación del Gas para los Datos de Campo Dados, Usando las Gráficas de Sutton y las de McCain.**

Densidad relativa = $\gamma_g = 0.665$

Temperatura del Yacimiento = $T_{yac} = 213$ °F

Presión del Yacimiento = $p_{yac} = 3,250$ psia

Solución.

1.- Podemos obtener los valores pseudocríticos tanto de las ecuaciones como de la **figura 2.1**. Los dos valores deben de ser los mismos.

Utilizando las ecuaciones 2.14 y 2.15, los valores pseudocríticos son

$$p_{pc} = 756.8 - 131.0(0.665) - 3.6 (0.665)^2 = 668 [psia]$$

$$T_{pc} = 169.2 - 349.5 (0.665) - 74.0 (0.665)^2 = 396$$
 °R

2.- Para 3,250 psia y 213 °F, utilizando las ecuaciones 2.16 y 2.17 los valores pseudoreducidos son:

$$p_{pr} = \frac{3,250}{668} = 4.87$$

$$T_{pr} = \frac{213 + 460}{369} = 1.82$$

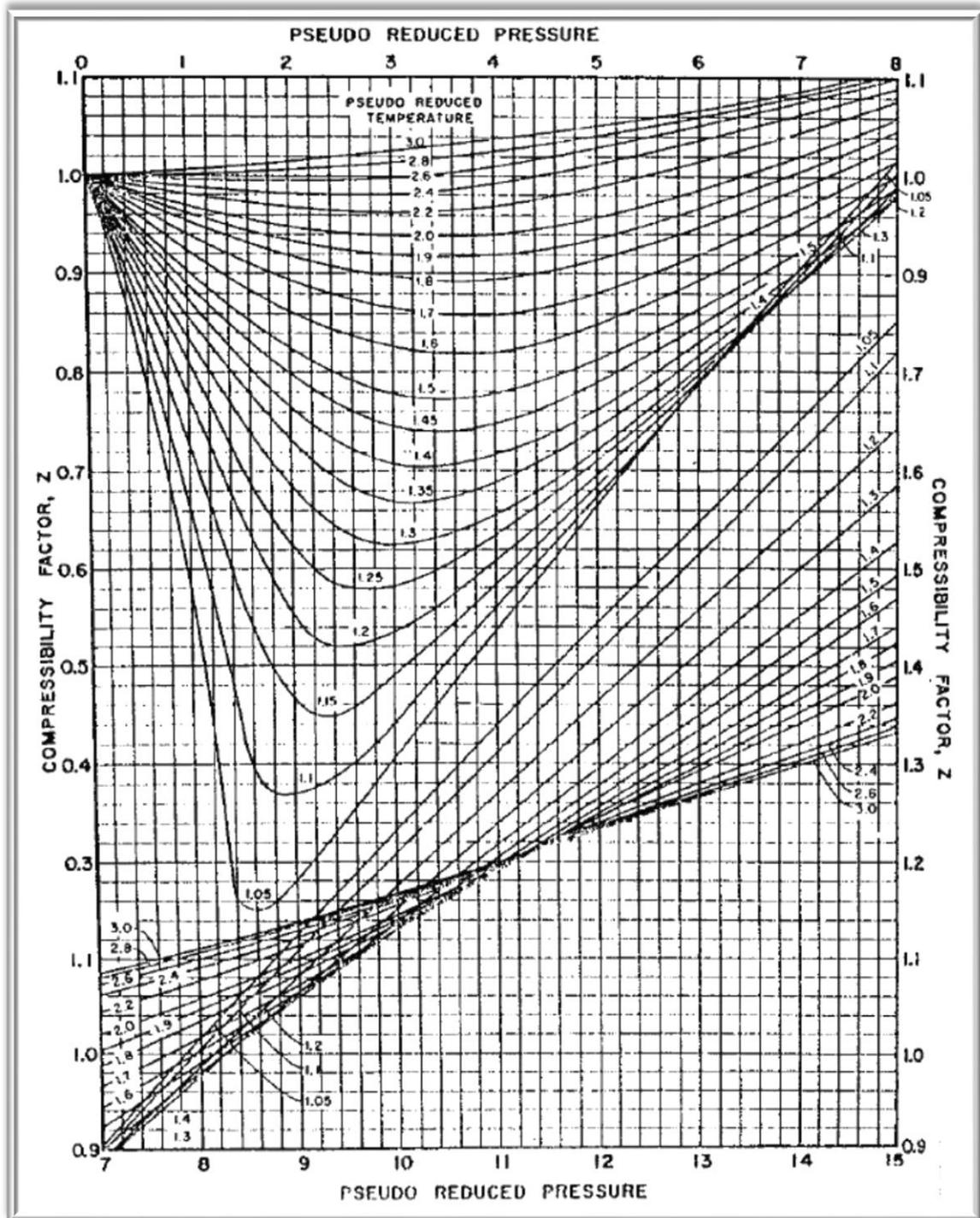


Figura 2.2 Factores de Desviación del Gas “z”. (Después de *Standing y Katz*.⁸)

3.- Por último con los valores pseudoreducidos obtenidos entramos a la **Figura 2.2** y obtenemos el valor de z.

$$z = 0.918$$

Cabe mencionar que hoy en día, para conocer los valores de este parámetro se realizan las operaciones necesarias a través de computadora, sin embargo en esencia el procedimiento de cálculo es el mismo que se presenta aquí.

2.7 Factor de Volumen del Gas, B_g

El factor de volumen del gas, B_g , se refiere a la relación que existe de un volumen de gas a condiciones de yacimiento con respecto esa misma cantidad de gas pero su volumen medido a condiciones de superficie ($T_{cs} = 60^\circ\text{F}$ y $p_{cs} = 14.65$ [psia]).

$$B_g = \frac{\text{Volumen de gas @ c. y.}}{\text{Volumen de gas @ c. s.}} \dots \dots \dots (2.18)$$

Este valor representa la expansión de cierto volumen de gas en el yacimiento en relación a las veces que va a multiplicar su volumen cuando llegue a la superficie y se comporta con respecto a la presión como se ilustra en la **Figura 2.3**. Por definición el volumen de gas en el yacimiento siempre va en el numerador, por lo que siempre será mayor el denominador y el número que se espera obtener al calcular el factor de volumen del gas siempre será menor que la unidad.

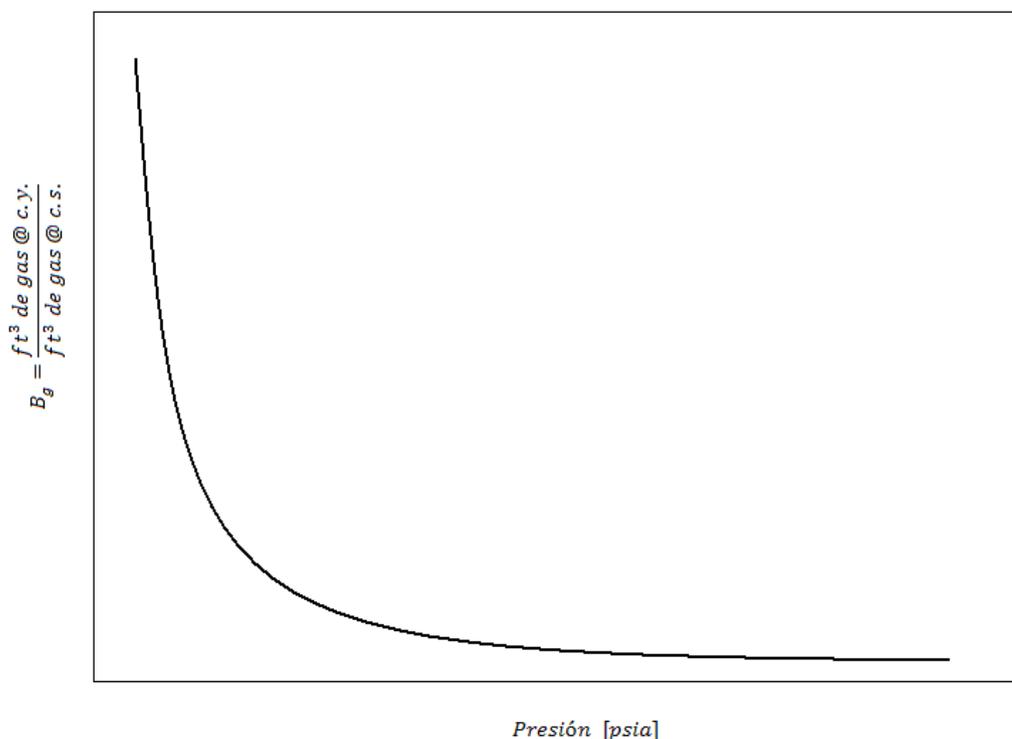


Figura 2.3 Factor de Volumen del Gas, B_g , con respecto a la Presión en el Yacimiento.

Generalmente el factor de volumen del gas, se expresa en pies cúbicos o en barriles, y tienen que ser consistentes las unidades ya sea que se expresen los dos volúmenes en pies o los dos en barriles, no se pueden combinar unidades a menos de que se introduzca un factor de conversión que haga válida la ecuación. Existe una confusión muy común respecto a eliminar las unidades ya que se trata de las mismas tanto en el numerador como en el denominador, sin embargo es importante mencionar que las unidades, a pesar de ser las mismas, no se eliminan dado que las condiciones a las que son medidos los volúmenes no son las mismas, por esto siempre se debe de indicar tanto las unidades de medida del volumen como las condiciones a las que se mide.

Una manera de obtener este valor, además de estudios de laboratorio, es utilizando la ley de los gases reales (ec. 2.13) en la cual tenemos el mismo número de moles para un gas y el mismo valor para la constante universal de los gases, tenemos que:

$$\frac{p_{cs}V_{cs}}{nRT_{cs}} = \frac{p_{yac}}{nRT_{yac}} \left(\frac{V_{yac}}{z} \right)$$

Eliminando los valores idénticos...

$$\frac{p_{cs}V_{cs}}{T_{cs}} = \frac{p_{yac}}{T_{yac}} \left(\frac{V_{yac}}{z} \right)$$

despejando y reagrupando...

$$B_g = \frac{V_{yac}}{V_{cs}} = \frac{p_{cs} z T_{yac}}{T_{cs} p_{yac}}, \dots \dots \dots (2.19)$$

de donde sabemos que p_{cs} es 14.7 psia y T_{cs} son 60°F,

$$B_g = 0.02829 \frac{z T_{yac}}{p_{yac}} \left[\frac{ft^3@c. y.}{ft^3@c. s.} \right], \dots \dots \dots (2.20)$$

de esta manera, si utilizamos los datos del ejemplo 2.1 en los cuales encontramos que z es igual a 0.918, la p_{yac} de 3,250 psia, T_{yac} igual a 213°F, entonces podemos calcular el factor de volumen del gas con la ecuación anterior. Sustituyendo valores tenemos que:

$$B_g = 0.02829 \frac{(0.981)(213 + 460)}{(3,250)} = 0.00575 \left[\frac{ft^3@c.y.}{ft^3@c.s.} \right]$$

Este factor de volumen del gas significa que un pie cúbico de gas medido a condiciones estándar, ocupará en el yacimiento 0.00575 pies cúbicos a las condiciones del yacimiento mostradas como datos en el ejercicio 2.1.

2.8 Densidad del Gas, ρ_g

La ley de los gases reales también puede ser utilizada para calcular la densidad de un gas dentro del yacimiento. Si recordamos la ecuación 2.7, pero para gases reales (se debe agregar el factor de desviación del gas "z"):

$$\rho_g = \frac{p M_w}{z R T}, \dots \dots \dots (2.21)$$

Y también tenemos que la ecuación 2.9 es:

$$\gamma_g = \frac{M_w}{M_{aire}} = \frac{M_w}{28.97}, \dots \dots \dots (2.9)$$

Si combinamos ambas ecuaciones, podemos obtener una ecuación que nos represente el comportamiento de la densidad de un gas con los parámetros más utilizados dentro de la industria, por lo tanto tendríamos que:

$$\rho_g = \frac{(28.97)\gamma_g p}{z R T}, \dots \dots \dots (2.22)$$

Por ejemplo, la densidad del gas del ejemplo 2.1, con los mismos datos que hemos estado utilizando:

$$\text{Densidad relativa} = \gamma_g = 0.665$$

$$\text{Temperatura del Yacimiento} = T_{yac} = 213 \text{ }^\circ\text{F} = 673 \text{ }^\circ\text{R}$$

$$\text{Presión del Yacimiento} = p_{yac} = 3,250 \text{ psia}$$

Tenemos que su densidad del gas será:

$$\rho_g = \frac{(28.97)(0.665)(3,250)}{(0.918)(10.73)(673)} = 9.530 \text{ lbm/ft}^3$$

2.9 Viscosidad del Gas, μ_g

La viscosidad por definición, es la resistencia que opone cualquier fluido a fluir dentro de un medio. Así, la viscosidad de los gases depende de su temperatura, presión y de la composición del gas. Sus unidades son los “centipoise” [cp]. Comúnmente no es medido en el laboratorio debido a que se puede calcular de correlaciones empíricas con muy buena precisión. Todas son muy confiables para gases dulces, pero no todas son válidas para gases que contienen H_2S .

La metodología para calcular la viscosidad del gas, μ_g , en este trabajo de tesis será utilizando las correlaciones de Carr, Kobayashi y Burrows, las cuales se pueden resolver de manera gráfica (**Figuras 2.4 y 2.5**).

El procedimiento es muy parecido al del factor de desviación del gas, en el que se deben de calcular primero los valores pseudoreducidos en base a los valores pseudocríticos. Todo el procedimiento se explica y se ilustra con el ejemplo siguiente.

- **Ejemplo 2.2: Utilice las Siguietes Figuras (Correlaciones), para Calcular la Viscosidad del Gas en el Yacimiento:**

$$p_{yac} = 2,680 \text{ psia}$$

$$T_{yac} = 212 \text{ }^\circ F$$

$$\gamma_g = 0.90 \text{ (Aire} = 1.00)$$

$$p_{pc} = 670 \text{ psia}$$

$$T_{pc} = 420 \text{ }^\circ R$$

$$\text{Contenido de } CO_2 = 5 \text{ \% mol}$$

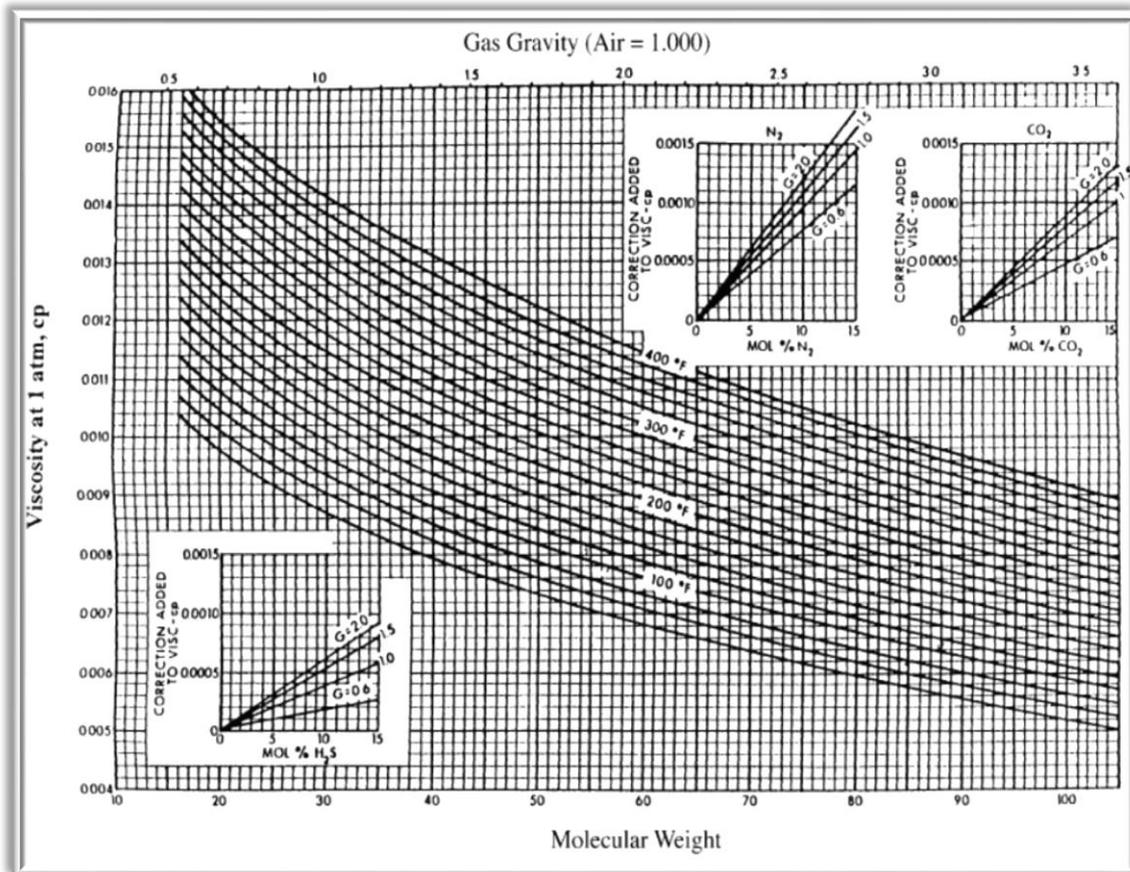


Figura 2.4 Correlación de Carr⁶ para la Viscosidad a Presión Atmosférica, con Correcciones para Nitrógeno, Dióxido de Carbono y Ácido Sulhídrico.

Solución.

1.- Entrando a la **figura 2.4**, con la densidad relativa del gas de 0.90 y la temperatura del yacimiento de 212 °F. Y obtenemos que:

$$\mu_1 = 0.0117 \text{ [cp]} \text{ a presión de una atmosfera.}$$

2.- Se debe de hacer la corrección para las impurezas del gas, en este caso tenemos que la corrección para el dióxido de carbono es: $CO_2 = 0.0003 \text{ [cp]}$

Entonces:

$$\mu_1 = 0.0117 + 0.0003 = 0.0120 \text{ [cp]}$$

3.- Con los valores pseudocríticos como datos, podemos calcular fácilmente los valores pseudoreducidos.

$$T_{pr} = \frac{672}{420} = 1.60 p_{pr} = \frac{2,680}{670} = 4.00$$

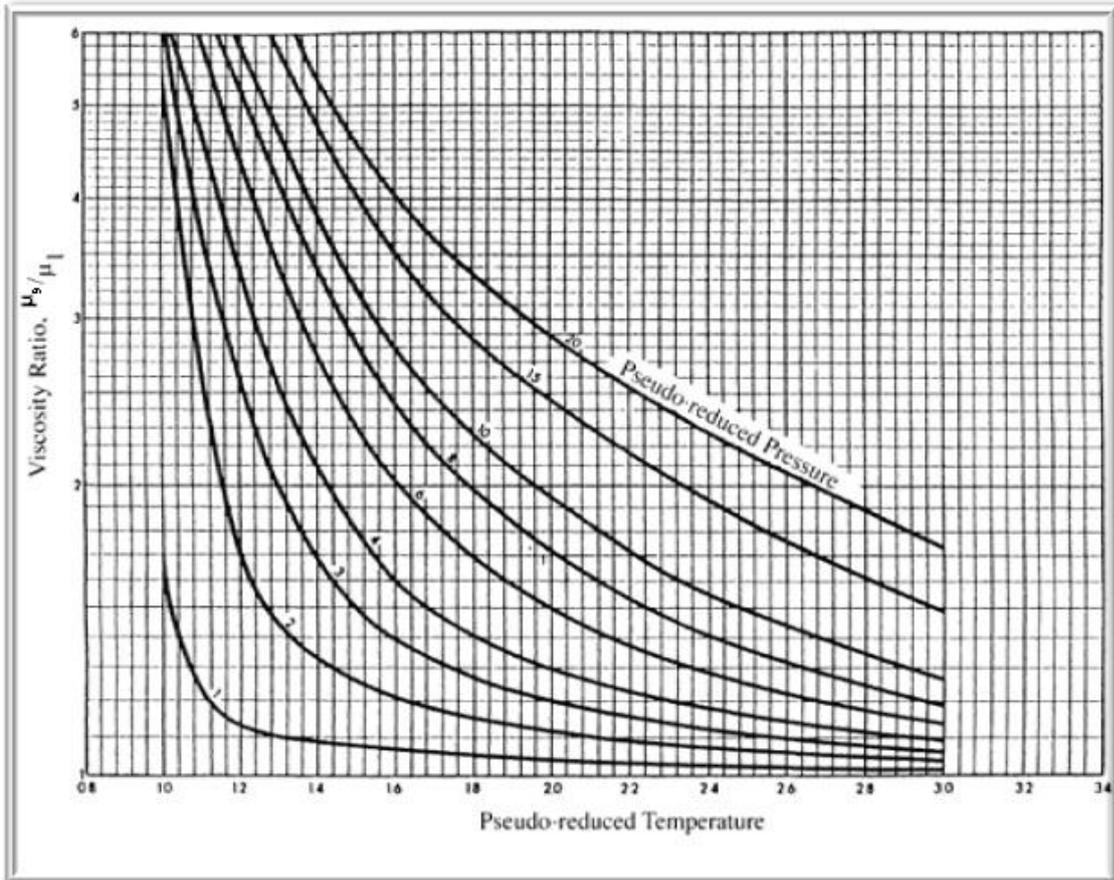


Figura 2.5 Correlación de Carr ⁶ para la Relación de Viscosidades en Función de los Valores Pseudoreducidos.

4.- Con los valores pseudoreducidos, entramos a la **figura 2.5** y obtenemos que:

$$\mu_g/\mu_1 = 1.60$$

5.- Por último, se debe de multiplicar el la relación de viscosidades con la viscosidad a una atmosfera, para despejar y conocer el valor de la viscosidad real:

$$\mu_g = 1.60(0.0120) = \mathbf{0.0192} \text{ [cp] a } 212 \text{ °F y } 2,608 \text{ psia.}$$

2.10 Compresibilidad de un Fluido o de un Sólido Elástico

La compresibilidad, se define como el cambio fraccional del volumen de cierto fluido o sólido con propiedades elásticas, en función al cambio de la presión a una temperatura constante; de esta manera, la compresibilidad es el decremento en fracción de volumen que ocurrirá debido al incremento de una unidad de presión. Y se puede modelar con la siguiente ecuación:

$$c = -\frac{1}{V} \left(\frac{dV}{dp} \right)_T \dots \dots \dots (2.23)$$

Donde c es la compresibilidad isotérmica, V es el volumen y p es la presión. Las unidades de la compresibilidad, son recíprocas a las unidades de presión, en el caso de esta tesis las unidades que utilizaremos serán en sistema inglés, o sea [$psia^{-1}$], y siempre que hagamos mención de la compresibilidad, nos referiremos a la compresibilidad isotérmica.

2.11 Compresibilidad del Gas

La compresibilidad de un gas es grande cuando no se le ejerce una presión considerable, de esta forma su valor disminuye cuando la presión que se ejerce sobre él se incrementa ⁶. Esto mismo se ilustra mejor con la **Figura 2.6**:

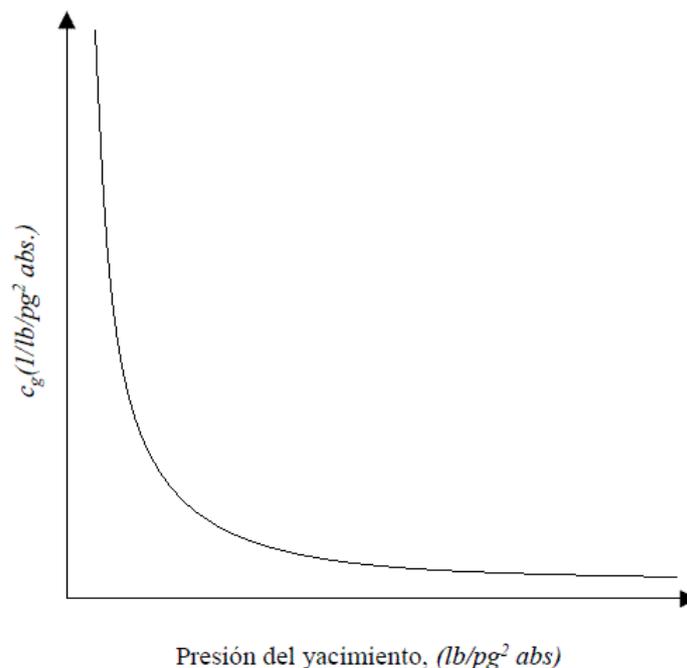


Figura 2.6 Comportamiento de la Compresibilidad del Gas con Respecto a la Presión ejercida sobre él.

Si la compresibilidad del gas se quisiera expresar para un gas real, entonces tenemos que utilizar la ecuación para los gases reales, pero en este caso se tiene que dejar despejado el volumen "V", ya que es la variable a la que se refiere el concepto de compresibilidad.

$$V = \frac{znRT}{p} \dots\dots\dots (2.24)$$

Debido a que la compresibilidad del gas por definición, es el cambio de volumen con respecto a un cambio en la presión. La ecuación anterior se puede derivar con respecto a la presión, y a una Temperatura constante obtenemos que:

$$V = \frac{znRT}{p} \text{ o también } V = \text{constante} \left(\frac{z}{p} \right)$$

Derivando...

$$\frac{dV}{dp} = \frac{nRT}{p} \frac{dz}{dp} - \frac{znRT}{p^2}$$

Reagrupando términos semejantes...

$$\frac{dV}{dp} = \left(\frac{znRT}{p} \right) \frac{1}{z} \frac{dz}{dp} - \left(\frac{znRT}{p} \right) \frac{1}{p}$$

Poniendo términos semejantes del mismo lado de la ecuación...

$$\left(\frac{1}{V} \right) \frac{dV}{dp} = \frac{1}{z} \frac{dz}{dp} - \frac{1}{p}$$

Finalmente, debido a que...

$$c = - \frac{1}{V} \frac{dV}{dp}$$

Entonces podemos representar la compresibilidad de un gas de la siguiente forma:

$$c_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{z} \frac{dz}{dp} \dots\dots\dots (2.25)$$

No se debe de confundir este parámetro de la *compresibilidad del gas*, " c_g " con el *factor de desviación del gas*, " z ", al cual también se le refiere como *factor de compresibilidad del gas*. Una manera de calcular la compresibilidad de un gas, se ilustra con el siguiente ejemplo.

Ejemplo 2.3. Encontrar la Compresibilidad de un Gas, Utilizando la Gráfica del Factor de Desviación de ese Gas a una Temperatura Constante de 150 °F.

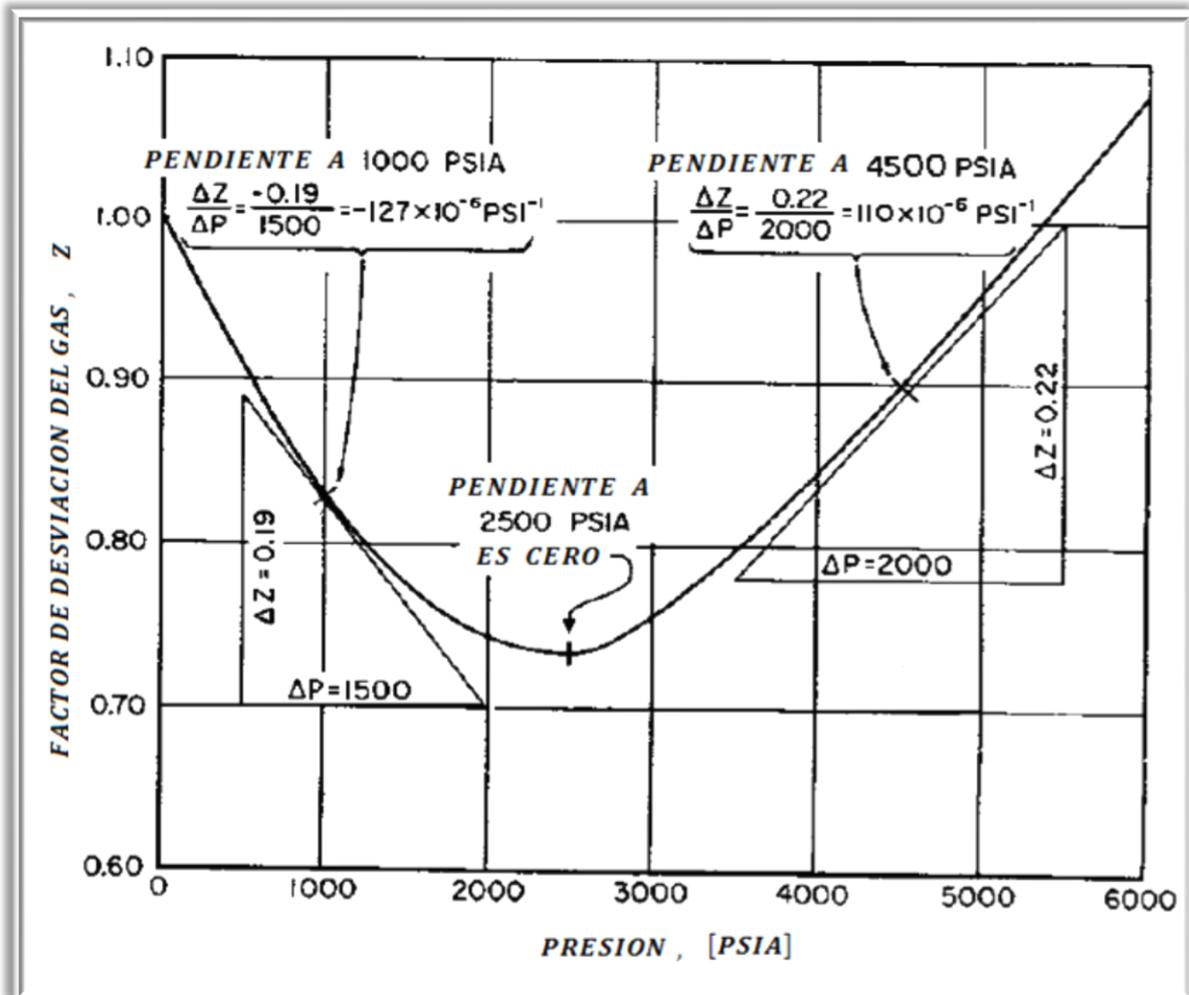


Figura 2.7 Compresibilidad de un Gas Obtenida de la Gráfica del Factor de Desviación de Gas vs. Presión. a una Temperatura cte. de 150 °F⁶.

Solución.

1.- Entrando a la gráfica de z vs. p . Trazamos una recta tangente a un punto de referencia (1000, 2000, etc.). Y apoyándonos de las líneas de referencia de nuestra gráfica, obtenemos incrementos que nos sean fáciles de medir.

Comenzaremos con el valor de 1,000 [psia], para el cual obtenemos que la pendiente dz/dp es igual a -127×10^{-6} [psia⁻¹]. Nótese que es una pendiente negativa. Entonces, dado que en la gráfica para esta misma presión, tenemos $z = 0.83$:

$$c_g = \frac{1}{1000} - \frac{1}{0.83}(-127 \times 10^{-6})$$

$$c_g = 1000 \times 10^{-6} + 153 \times 10^{-6} = 1153 \times 10^{-6} \text{ [psi}^{-1}\text{]}$$

2.- Para los otros valores que se desee obtener la compresibilidad del gas, se debe de repetir el procedimiento del paso 1. Para el caso en el que la presión aplicada al gas que estamos analizando es 2,500 [psia], el valor de z es igual a cero. Así que para este punto:

$$c_g = \frac{1}{2500} = 400 \times 10^{-6} \text{ [psi}^{-1}\text{]}$$

Para el valor de: 4,500 [psia], la pendiente dz/dp es positiva y como se muestra en la gráfica tiene un valor de 110×10^{-6} [psia⁻¹]. Y como $z = 0.90$ a esta presión, entonces la compresibilidad del gas será:

$$c_g = \frac{1}{4500} - \frac{1}{0.90}(110 \times 10^{-6})$$

$$c_g = 222 \times 10^{-6} - 122 \times 10^{-6} = 100 \times 10^{-6} \text{ [psi}^{-1}\text{]}$$

2.12 Compresibilidad de la Formación

El gran volumen de roca y fluidos que conforma al yacimiento, está sujeto a grandes presiones de sobrecarga, causadas por el peso de las formaciones suprayacentes y de los fluidos contenidos en ellas. Estas presiones de sobrecarga varían de un área a otra dependiendo de factores como el de la profundidad, heterogeneidad, consolidación de la formación, de la edad geológica y de la naturaleza de las rocas. La profundidad es el parámetro más importante al calcular la presión de sobrecarga que actúa sobre una formación,

y un valor típico para realizar estos cálculos es el de 1 psi por cada pie de profundidad, a esta relación se le conoce como el gradiente de presión.

Al poner al yacimiento en producción, la presión interna de los fluidos dentro del Volumen Poroso (VP) se reduce, lo que ocasiona que el VP disminuya a la vez que el volumen de material rocoso aumenta su volumen, debido a una expansión de los granos que constituyen a la roca. Esta expansión de la roca puede ser muy grande o muy pequeña, todo depende del valor de su compresibilidad, el cual nos determinará la capacidad o la resistencia que tiene un material sólido a expandirse.

El cambio de ambos volúmenes, tanto el del VP como el de la roca de la formación, hacen que por consecuencia la porosidad del yacimiento cambie su valor ligeramente, del orden del 0.5% para 1,000 [psi] de cambio en la presión del fluido dentro del yacimiento ⁶.

Estos cambios en el VP, como ya se mencionó con anterioridad, están directamente relacionados con el valor de la compresibilidad de la formación. De esta forma, es lo mismo hablar de la compresibilidad de la formación y de la compresibilidad de los poros. La compresibilidad de los poros se define como el cambio del VP con respecto al cambio de la presión. Y la ecuación es muy similar a la que ya vimos en la sección de la compresibilidad del gas, esta es:

$$c_f = c_p = - \frac{1}{V_p} \left(\frac{dV_p}{dp} \right)_T, \dots \dots \dots (2.26)$$

o también:

$$\Delta V_p = c_f V_p \Delta p, \dots \dots \dots (2.27)$$

sin embargo, la ecuación anterior puede ser también expresada en términos de su porosidad, ϕ , dado que la porosidad aumenta (signo positivo), mientras que la presión de poro disminuye. De esta forma:

$$c_f = c_p = \frac{1}{\phi} \frac{d\phi}{dp} \dots \dots \dots (2.28)$$

Los rangos de compresibilidad han sido estudiados empíricamente por muchos autores, por ejemplo: para las calizas, *van der Knaap* determinó que la

compresibilidad de este tipo de rocas, los valores de compresibilidad van siempre desde 2×10^{-6} hasta 25×10^{-6} [psi^{-1}].

A continuación se muestra un pequeño ejemplo de aplicación de estas ecuaciones para calcular el cambio en el VP del yacimiento.

➤ **Ejemplo 2.4. Calcular la Reducción del VP del Yacimiento debido a una Caída de Presión de 10 [psi].**

Dato: El VP inicial del yacimiento es de un millón de barriles, con una compresibilidad de la formación calculada de ser igual a 10×10^{-6} [psi^{-1}]

Solución.

Aplicando la ecuación 2.27, tenemos que:

$$\Delta V_P = c_f V_P \Delta p$$

$$\Delta V_P = (10 \times 10^{-6})(1 \times 10^6)(10) = \mathbf{100 \text{ bls}}$$

Aún cuando el resultado mostrado en el ejemplo es pequeño, es importante considerarlo cuando estamos analizando yacimientos de gas, ya que en superficie puede representar un volumen importante de hidrocarburos.

Newman, desarrollo correlaciones basadas en 79 muestras de calizas consolidadas bajo diferentes presiones hidrostáticas, y cuando ajustó los datos obtenidos a una ecuación hiperbólica, obtuvo la siguiente correlación:

$$c_f = \frac{97.32 \times 10^{-6}}{(1 + 55.8721\phi)^{1.42859}}$$

Esta correlación fue desarrollada para calizas consolidadas que tienen un rango de porosidades de $0.02 < \phi < 0.23$. El error promedio de esta correlación dentro de este rango de valores de porosidad se encontró que es de 2.60%.

Newman, también desarrolló una correlación similar para las formaciones de areniscas bajo presiones hidrostáticas. Los rangos de porosidades incluidos para esta correlación fueron de $0.02 < \phi < 0.33$, y el error promedio encontrado para esta otra correlación fue de 11.8%. La correlación para formaciones de arenisca es la siguiente:

$$c_f = \frac{0.853531}{(1 + (2.47664 \times 10^6)\phi)^{0.9299}}$$

las unidades en las que se obtienen los resultados para estas correlaciones son los [psi^{-1}].

2.13 Compresibilidad del Agua Congénita

El agua que se encuentra dentro del VP del yacimiento y que en todos los yacimientos petroleros está presente, es un fluido que al igual que el gas tiene cierta compresibilidad. Y se puede representar con la siguiente ecuación:

$$c_w = -\frac{1}{V_w} \frac{dV_w}{dp}, \dots \dots \dots (2.29)$$

donde V_w es el volumen del agua congénita dentro del VP. El valor que comúnmente se encuentra en la compresibilidad del agua congénita es de 3×10^{-6} [psi^{-1}]. Y se debe de considerar en las ecuaciones de balance de materia, aun que en comparación a la compresibilidad del gas sea siempre mucho más pequeña. En los capítulos siguientes, para las ecuaciones de balance de materia, utilizaremos solamente la compresibilidad total, la cual considera este parámetro junto con las compresibilidades del gas y de la formación.

2.14 Compresibilidad Total

Este parámetro es simplemente la suma de todos los parámetros de compresibilidad que ya hemos estudiado en las secciones anteriores. Sin embargo, es la culminación del estudio en los cambios de volumen que sufre el yacimiento a través de su vida productiva. Ya que tanto se expande el agua congénita y la roca almacenadora de hidrocarburos, al mismo tiempo que el VP

se disminuye. Cabe mencionar que el gas a su vez, es el que mayor expansión de su volumen tiene, ya que es el elemento dentro del yacimiento con mayor capacidad de compresibilidad, sin embargo su volumen dentro del VP disminuye debido a que este es el fluido que está siendo producido a la superficie durante la vida productiva de un yacimiento.

De esta manera, la ecuación para la compresibilidad total del yacimiento, c_t , para yacimientos de gas que se utilizará para desarrollar las ecuaciones de balance de materia, las cuales representan uno de los dos temas centrales a desarrollar en esta tesis, es la siguiente:

$$c_t = S_g c_g + S_w c_w + c_f, \dots \dots \dots (2.30)$$

nótese que esta ecuación solo es válida para yacimientos donde no existe presencia de hidrocarburos líquidos y únicamente se encuentran en fase gaseosa. En caso de que se desee utilizar para ambas fases, únicamente se debe de adicionar el término $S_o c_o$, el cual hace referencia a la saturación y a la compresibilidad del aceite (hidrocarburos líquidos) respectivamente.

CAPÍTULO 3. CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE LA INGENIERÍA DE YACIMIENTOS DE GAS

Introducción

En este capítulo se abordan los conceptos principales en el estudio de la ingeniería de yacimientos. Estos conceptos hacen referencia al comportamiento de los yacimientos de gas, tanto de los fluidos dentro de él como de la roca almacenadora de hidrocarburos. A esto se le conoce como el modelo geológico-petrofísico de los yacimientos, con el cual se realiza una caracterización estática en la que se le llama así debido a que no existen cambios de presión dentro del yacimiento. De esta forma, únicamente se estudiarán los conceptos de forma general, sin profundizar demasiado en los temas, ya que cada uno de los temas que se abordan en este capítulo es digno de una tesis por separado. Se analizarán los conceptos que principalmente se utilizan en los métodos para conocer el Volumen Original de Gas y el Factor de Recuperación de los Yacimientos productores de Gas.

3.1 Porosidad

Este parámetro se define como la relación que existe entre el volumen de huecos de una roca (Volumen Poroso) con respecto al volumen total del yacimiento (Roca y Volumen Poroso). Esto se puede representar matemáticamente como:

$$\phi = \frac{V_P}{V_T} \dots \dots \dots (3.1)$$

Este parámetro es adimensional, debido a que las unidades siempre deben de ser las mismas. Sin embargo en la industria petrolera se acostumbra indicar en porcentaje, esto se realiza únicamente multiplicando por 100 el resultado del cociente de la ecuación 3.1.

La porosidad es entonces, un indicador de la cantidad de fluidos que puede almacenar una roca. En la **Figura 3.1** se ilustra mejor como es que se encuentran distribuidos los volúmenes porosos y de sólidos dentro del yacimiento.

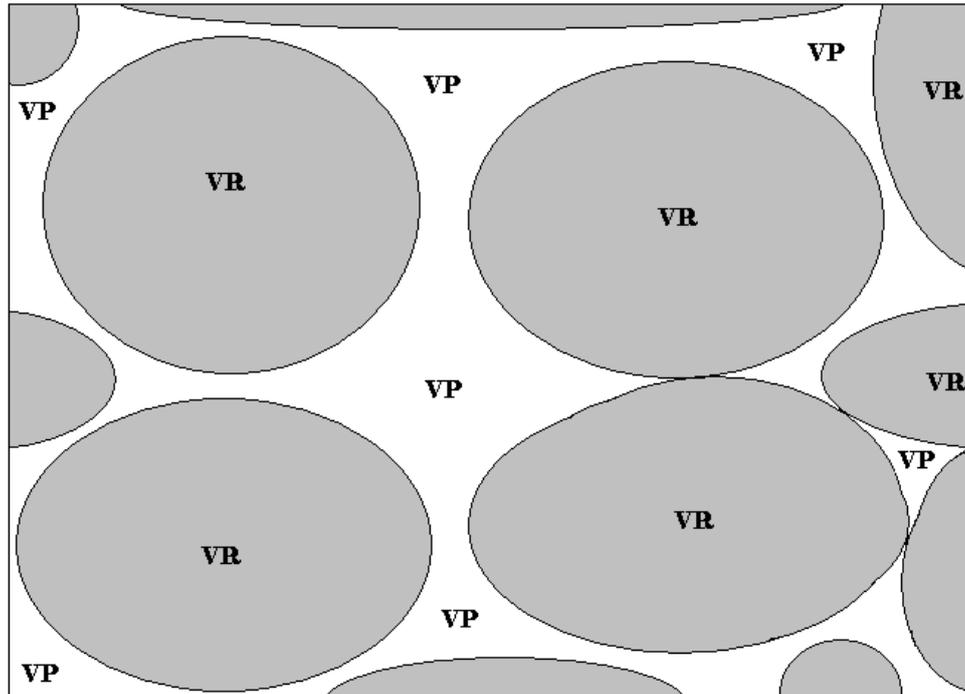


Figura 3.1 Vista Microscópica Clásica del Volumen Poroso (VP) y del Volumen Rocoso (VR) de una Formación.

Como se observa en la figura, los volúmenes se encuentran distribuidos de tal forma que sería muy complicado medirlos con respecto a sus dimensiones de longitud. Para medir la porosidad se le realizan varias pruebas a las muestras de roca (núcleos), con las cuales se pueden cuantificar los diferentes tipos de porosidades. Estos cualitativamente son:

3.1.1 Porosidad Absoluta

Es la porosidad de una formación, en la cual se considera a todo el Volumen Poroso (VP), esté o no esté interconectado. Esto quiere decir que es el valor más alto que se puede obtener en las mediciones de la porosidad.

3.1.2 Porosidad Efectiva

Es aquella porosidad que considera el VP interconectado únicamente. De esta manera, la porosidad efectiva es el valor que siempre se utiliza en la ingeniería de yacimientos debido a que representa el VP interconectado que contiene fluidos hidrocarburos recuperables, a este volumen se le conoce como el Volumen Poroso Efectivo de la Roca.

Este tipo de porosidad, es un indicador de la capacidad que tiene la roca para conducir fluidos, sin embargo esta porosidad no mide la capacidad de flujo de la roca, solamente mide la capacidad de almacenamiento de la misma. En la **Figura 3.2** se ilustra mejor la diferencia entre los dos tipos de porosidad antes mencionados.

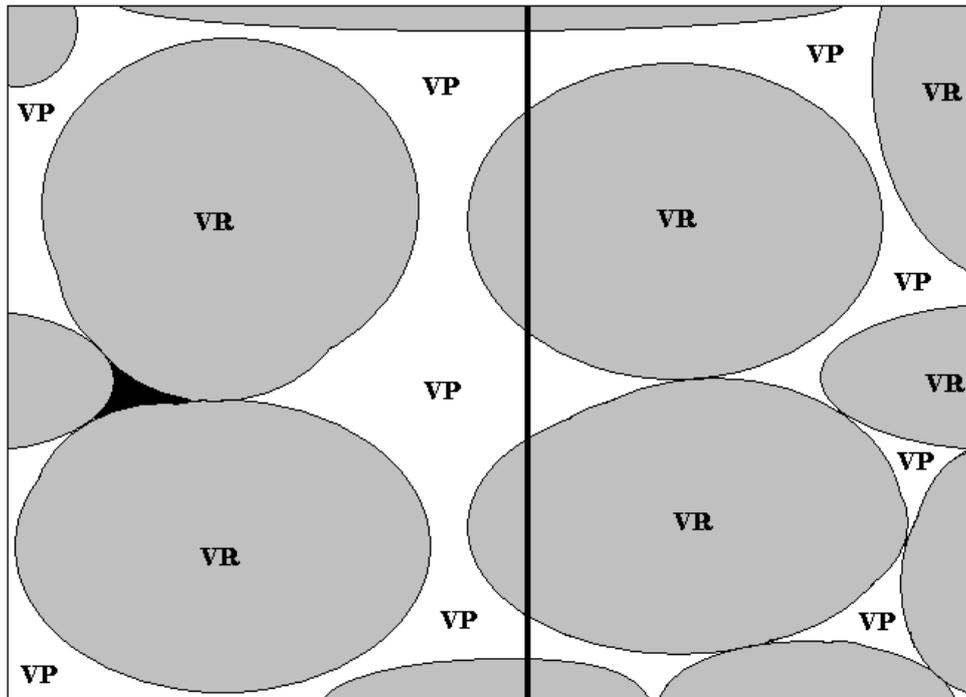


Figura 3.2 A la izquierda se Representa la Porosidad Efectiva, en Blanco el VP que Sí se Considera y en Negro el VP que No. A la derecha se Ilustra como la Porosidad Absoluta toma en cuenta todo el VP.

Cabe mencionar que al VP señalado en negro en la figura anterior, también se le conoce como porosidad no efectiva. También, debemos mencionar que la porosidad se puede clasificar tanto en primaria, que es la porosidad que se origina en la roca al momento de su litificación, como en secundaria, la cual se origina por fracturas o eventos que ocurren después de que la roca se ha formado.

3.2 Saturación

El concepto de saturación, siempre va a estar referido a cierto fluido dentro del espacio poroso del yacimiento, y se define como la fracción o el porcentaje que ocupa dicho fluido en particular (gas, aceite o agua) dentro del VP. Conocida

dicha fracción y las dimensiones del volumen poroso, se puede determinar volumétricamente la cantidad de fluido que existe almacenado en una roca.

Para comprender mejor este concepto, es necesario mencionar que en todos los yacimientos de hidrocarburos siempre se encuentra presente agua dentro de los poros, a la que se le conoce como agua congénita. De esta manera en un yacimiento de aceite siempre existirá en el VP agua y aceite, en nuestro caso que estamos estudiando yacimientos de gas, siempre existirá en los poros la presencia de agua congénita y gas, como se observa en la **Figura 3.3**. Los valores de saturación de agua congénita, S_w , son del orden de 10 al 30% ⁹, mientras que en etapas avanzadas de extracción, debido a la invasión de agua proveniente de un acuífero activo o de la inundación artificial de este fluido hacia el yacimiento, S_w puede alcanzar valores del 80 por ciento (0.8), quedando en el yacimiento únicamente saturaciones pequeñas de gas y/o aceite a las que se les conoce como saturaciones residuales.

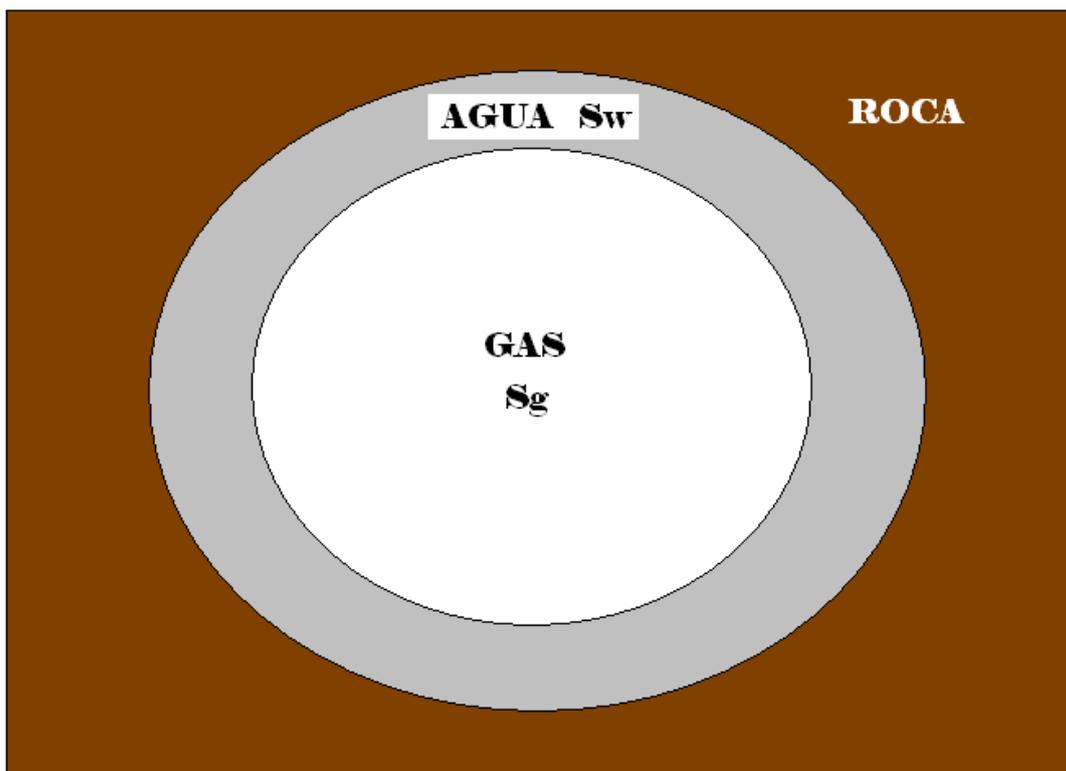


Figura 3.3 Configuración Típica de los Fluidos Dentro de un Yacimiento de Gas.

Matemáticamente la Saturación de un Fluido, se puede definir como un cociente o una relación, de la siguiente manera:

$$S_f = \frac{\text{Volumen del Fluido}}{\text{Volumen Poroso Efectivo de la Roca}}$$

Donde tenemos que: S_w es la saturación de agua congénita, S_g es la saturación de gas, y S_o es la saturación de aceite o de condensados del gas, entonces $S_w = V_w/V_p$, $S_g = V_g/V_p$ y $S_o = V_o/V_p$. Donde V_p es el Volumen Poroso Efectivo de la roca. Siempre que hagamos la suma de todas las saturaciones dentro del VP tenemos que obtener exactamente el valor de 1.0.

Existen dos métodos principales para medir la Saturación de cierto fluido. El primero se realiza en el laboratorio utilizando un núcleo o una muestra de la formación de interés, la cual debe de ser previamente secada y limpia a la que es necesario medirle tres volúmenes: V_r , V_f y V_p . Estos volúmenes son determinados por medio del desplazamiento de fluidos como aire o mercurio. La segunda forma de medir la saturación de un fluido, se lleva a cabo por medio de registros geofísicos los cuales se introducen en el pozo recién perforado o ya entubado, a este tipo de medición se le conoce también como la saturación *in situ*, y esta nos arroja diferentes valores de pruebas físicas y químicas que se le realizan directamente a la formación, mismos que pueden ser interpretados como saturaciones de agua, gas o aceite según sea el caso.

Saturación Promedio

Este concepto únicamente se refiere al promedio que se realiza al medir varias muestras de una misma formación, generalmente se ocupa la Saturación Promedio en todos los cálculos de ingeniería de yacimientos como son los Métodos de Balance de Materia y los Métodos Volumétricos para determinar el Volumen Original de Gas y/o de Aceite y los Factores de Recuperación de todo el yacimiento. Matemáticamente es la suma de todas las saturaciones tomadas en las diferentes muestras, entre la sumatoria del número de muestras. La manera más formal de representar este valor tiene que considerar tanto el espesor del intervalo, h_i , como la porosidad del intervalo, ϕ_i . Por ejemplo para el gas esto sería:

$$S_g = \frac{\sum_{i=1}^n S_{g_i} \phi_i h_i}{\sum_{i=1}^n \phi_i h_i} \dots \dots \dots (3.2)$$

Donde el subíndice i , hace referencia a cualquier medición individual y h_i representa la profundidad del intervalo para el cual ϕ_i y S_{g_i} son válidos. Si

se desea calcular la porosidad promedio del yacimiento, se debe de utilizar de igual forma la ecuación anterior, pero sin el término " S_{gi} " en el numerador.

3.3 Mojabilidad

La Mojabilidad es definida como la tendencia o la capacidad que tiene un fluido de adherirse a, o separarse de una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles. Esta propiedad se mide en grados de un ángulo, y como podemos observar en la siguiente figura, dependiendo del fluido vamos a tener distintos comportamientos de mojabilidad. La mojabilidad del gas prácticamente es nula, por lo que no se adhiere a la roca y se mueve fácilmente hacia cualquier parte del yacimiento. En la **Figura 3.4** se ilustra mejor este concepto:

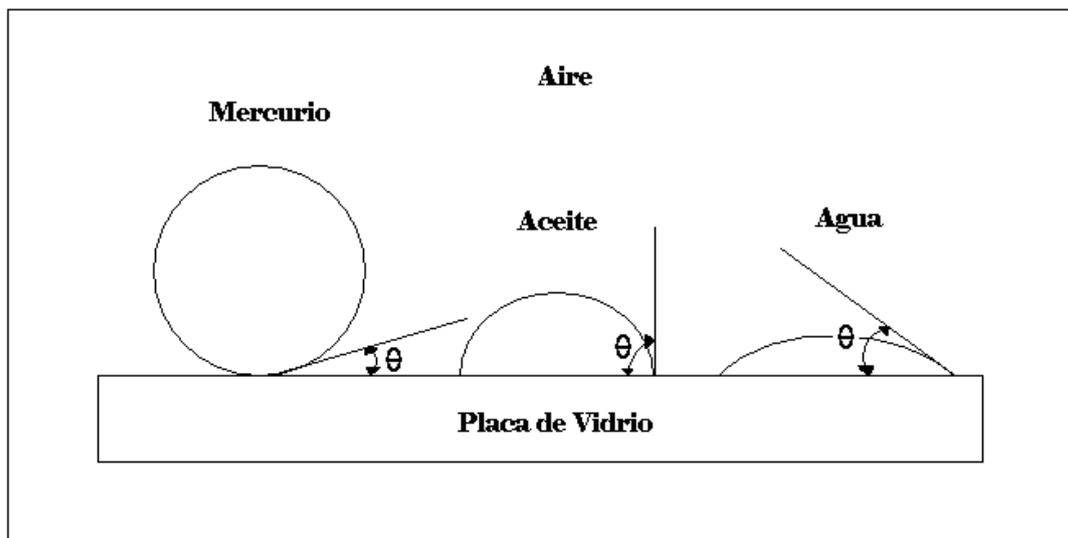


Figura 3.4 Ilustración de la Mojabilidad.

En los yacimientos de gas, la roca siempre se encuentra preferentemente mojada por agua y no existe nunca un cambio de mojabilidad como ocurre en los yacimientos de aceite. La única razón que puede existir para que el gas no se produzca totalmente es que se quede atrapado dentro del agua.

3.4 Tensión Superficial

Cuando nos encontramos con sistemas multifásicos dentro del yacimiento, es necesario considerar el efecto de las fuerzas que surgen en la interface cuando dos fluidos inmiscibles están en contacto. Cuando estos dos fluidos son líquido y gas, el término *tensión superficial* se utiliza para describir las fuerzas que actúan en la interface. Cuando la interface se lleva a cabo entre dos gases o

dos líquidos, a las fuerzas actuantes se les conocen entonces como la *tensión interfacial*.

3.5 Permeabilidad

Se refiere a la propiedad que tiene un medio poroso de permitir u obstruir el flujo de fluidos a través de él. Se le denota con la letra “*k*” y al igual que la porosidad y la saturación de fluidos, se puede obtener tanto de pruebas de laboratorio como de registros geofísicos.

Debido a que este trabajo de tesis se enfoca principalmente a los Métodos Volumétricos y a las Ecuaciones de Balance de Materia para Yacimientos de Gas, en los cuales prácticamente es nulo el uso de la permeabilidad (se utiliza únicamente para cuando existe entrada de agua proveniente de un acuífero), para estos métodos el parámetro principal que se utiliza para modelar la producción de gas es el de la presión, por esto solamente se menciona este concepto sin profundizar en él. Para un adecuado estudio de este parámetro, en las referencias de este trabajo dejamos los nombres de libros que pueden ser de gran ayuda para el lector que desee conocer más respecto a este tema.

3.6 Volumen Original de Gas en el Yacimiento

Es el volumen de gas que existe dentro del VP al descubrimiento del yacimiento. Se le llama *original* debido a que no ha existido ninguna producción de hidrocarburos hacia la superficie y se mide a las condiciones iniciales de presión y temperatura del yacimiento. Es decir:

$$GB_{gi} = V_{Pi} S_{gi} \dots \dots \dots (3.3)$$

dónde: *G*, es el Volumen Original de Gas medido a condiciones estándar, por eso es que se introduce el término *B_{gi}*, el cual es el factor de volumen inicial de gas obviamente a (*p_i*, *T_i*), *V_{Pi}* es el volumen poroso inicial y *S_{gi}*, es la saturación de gas inicial. Este volumen de hidrocarburos es frecuentemente utilizado durante los cálculos que se le realizan al yacimiento durante toda su vida productiva.

El cálculo volumétrico de gas es de una de las herramientas principales para la estimación de las reservas. Los métodos que existen para cuantificar las reservas de gas y/o aceite son:

- a) Método Volumétrico.

- b) Ecuación de Balance de Materia.
- c) Curvas de Declinación.
- d) Simulación Numérica y/o Matemática de Yacimientos.

En este trabajo y en los siguientes dos capítulos, nos enfocaremos a estudiar únicamente los dos primeros incisos.

3.7 Factor de Recuperación en los Yacimientos de Gas

El Factor de Recuperación en los yacimientos de gas hidrocarburo, F , se refiere al porcentaje del Volumen Original de Gas dentro del yacimiento que será producido en la superficie con respecto a ciertas condiciones de explotación establecidas por el ingeniero de yacimientos, donde generalmente depende de los cambios en la presión esperados dentro del yacimiento, como lo veremos en el siguiente capítulo. Este factor de recuperación depende de varias circunstancias⁹ como son las heterogeneidades en el yacimiento, las propiedades de los fluidos dentro de él, del mecanismo de empuje predominante dentro del yacimiento (por expansión del gas principalmente), del ritmo de extracción y en algunos casos, del proceso de explotación (inyección de agua por ejemplo), etc.

$$F = \frac{\text{Volumen de Gas Producido o a Producir @c.s.}}{\text{Volumen Original de Gas @c.y.}}$$

Es muy importante mencionar que comparando valores típicos de las compresibilidades del gas con las del aceite, se observa que la compresibilidad de los gases puede ser desde 100 hasta 1,000 veces más compresible que el aceite que es relativamente incompresible, así que la simple expansión del gas es un mecanismo de empuje muy eficiente, donde en los yacimientos de gas encontramos factores de recuperación por este tipo de empuje hasta del 90%, lo cual es realmente muy grande comparado con los yacimientos de aceite en los que el promedio mundial de recuperación está cercano al 30% para aceites medianos en su etapa primaria de producción.

También debemos de mencionar que mientras 0.8 y 0.9 son valores típicos de recuperación en yacimientos de gas, cuando tenemos la presencia de un acuífero activo el cual invade al yacimiento atrapando grandes cantidades de gas, los rangos del factor de recuperación en estos casos estarán en un orden desde 0.5 hasta 0.7. Lo cual nos indica que un acuífero activo, al contrario de

los yacimientos de aceite, es perjudicial para nuestro yacimiento y para la óptima extracción de hidrocarburos ya que se puede quedar entrampado en el yacimiento hasta un 40% del Volumen Original de Gas en yacimiento.

3.8 Yacimiento Volumétrico de Gas

En yacimientos volumétricos de gas la producción se debe principalmente a la declinación de presión, mientras que en los yacimientos de gas no volumétricos la producción se debe a las caídas de presión, más el empuje parcial de agua debida a un acuífero activo, esto se ilustra mejor en la **Figura 3.5**¹⁰:

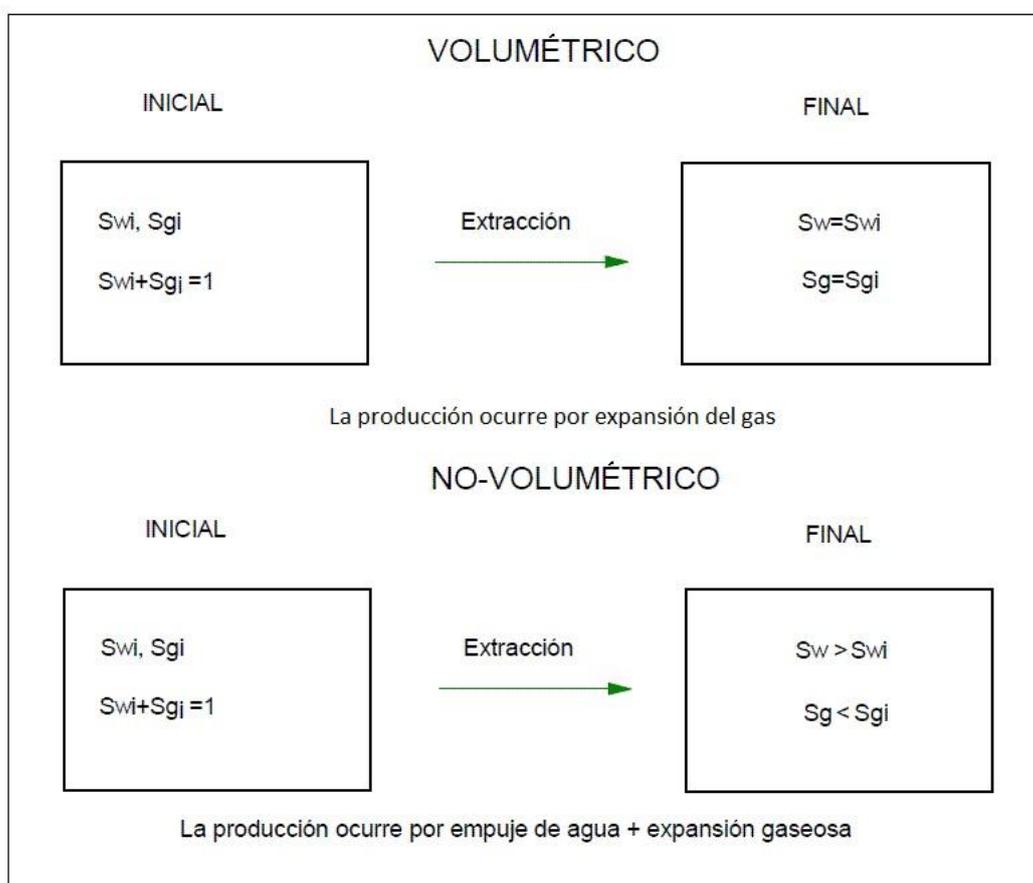


Figura 3.5 Comparación entre un Yacimiento Volumétrico y uno No Volumétrico, Mostrando los Cambios de Saturación que Existen Después de Alguna Extracción o Producción de Gas.

Este concepto es solamente una idealización, como la que habíamos hecho en el capítulo anterior con respecto a un gas ideal, no es algo real pero nos ayuda a comenzar a comprender el comportamiento de los yacimientos de gas.

3.9 Mecanismos de Empuje en Yacimientos de Gas

A lo largo de la vida productiva de un yacimiento, pasando por su producción primaria (energía propia del yacimiento o por algún Sistema Artificial de Producción), y secundaria (inyección de gas y/o agua al yacimiento para mantenimiento de presión), se encuentran presentes diversos tipos de energía que hacen que nuestro yacimiento pueda llevar sus fluidos desde dentro de él hasta la superficie. A estos tipos de energía se les conoce como *Mecanismos de Empuje*, los cuales en el caso de los yacimientos de gas son tres principalmente:

- Expansión del gas debido a la declinación de la presión o debida a la producción del mismo.
- Empuje de agua proveniente de un acuífero activo asociado al yacimiento de gas.
- Expansión del agua congénita y reducción del volumen poroso por expansión de la roca debida a la disminución en la presión del yacimiento.

Cabe mencionar que estos *Mecanismos de Empuje* están acomodados con respecto a su importancia, es decir la expansión de gas es el mecanismo de empuje que más va aportar energía a los fluidos dentro del yacimiento, para que estos sean producidos hasta la superficie.

3.10 Condiciones de Abandono

En general un yacimiento de gas se abandona cuando éste alcanza una baja presión llamada de abandono o cuando los pozos se invaden de agua. Dichas condiciones están directamente relacionadas con el *límite económico*, el cual no es más que el momento en el que los costos de operación y mantenimiento para producir hidrocarburos superan las ganancias de estos en el mercado nacional y mundial.

Presión de Abandono

Es la presión a la cual debe de abandonarse un yacimiento de gas debido a que su explotación a presiones menores a esta ya no es económicamente rentable.

La presión de abandono depende de factores técnicos y económicos ¹¹, como son:

- Precio de venta del gas.
- Índice de Productividad de los pozos. A mayor índice de productividad de los pozos, menor presión de abandono se puede tener en la explotación de un yacimiento.
- Presión de fondo fluyendo necesaria para que el gas fluya hasta las estaciones de compresión o hasta las líneas de transporte de gas (gasoductos).
- Relación Gas-Agua (RGW), en los pozos con problemas de conificación de agua debida a un acuífero asociado al yacimiento.

En este último punto es importante mencionar que la presión de abandono puede ser un valor alto, sin embargo no es una razón suficiente para seguir produciendo, debido a que en muchos casos el procesamiento del agua que se produce de estos pozos es muy costoso y deja de ser rentable seguir produciendo este tipo de pozos.

3.11 Ecuación General de Balance de Materia para Yacimientos de Gas

La ecuación de balance de materia (EBM) para yacimientos de gas se obtiene a partir del siguiente balance:

$$\begin{aligned} & \text{Producción de fluidos medidos @ c.y.} \\ & \qquad \qquad \qquad = \\ & \text{Expansión de fluidos + Entrada de agua @ c.y.} \end{aligned}$$

Que en términos matemáticos:

$$\text{Producción de fluidos medidos @ c.y.} = G_p B_g + W_p B_w, \text{ [bls @c.y]}$$

Dónde:

G_p = Gas producido acumulado hasta una presión p, [$ft^3@c.s.$]

B_g = Factor de volumen del gas a cierta (p,T), [$bls@c.y./ft^3@c.s.$]

W_p = Agua producida acumulada hasta una presión p, [$bls@c.s.$]

B_w = Factor de volumen del agua a (p,T), [$bls@c.y./bls@c.s.$]

El espacio dejado por el vaciamiento generado por la producción de los fluidos es llenado por la:

- Expansión del gas.
- Expansión del agua congénita y la reducción del VP.
- Entrada de agua.

Teniendo en cuenta estos tres mecanismos de producción se puede escribir la ecuación del volumen extraído en la forma siguiente:

Expansión de fluidos + Entrada de agua =

$$\begin{aligned}
 &G(B_g - B_{gi}) \dots\dots\dots \text{Expansión del gas.} \\
 &+ \Delta V_w + \Delta V_p \dots\dots\dots \text{Expansión del agua congénita} \\
 &\hspace{15em} \text{y reducción del VP.} \\
 &+ W_e \dots\dots\dots \text{Entrada neta de agua.}
 \end{aligned}$$

La expansión del agua congénita, ΔV_w , y la reducción del VP debida a la expansión de la roca, ΔV_p , se pueden modelar matemáticamente de la siguiente forma:

$$\Delta V_w = c_w V_{wi} (p_i - p) \dots\dots\dots (3.4)$$

dónde: $V_{wi} = V_{Pi} S_{wi}$

$$\Delta V_p = c_f V_{Pi} (p_i - p) \dots\dots\dots (3.5)$$

dónde: $V_{Pi} = (G B_{gi}) / (1 - S_{wi})$

factorizando las ecuaciones tenemos que:

$$\Delta V_w + \Delta V_p = \frac{G B_{gi}}{1 - S_{wi}} (c_f + c_w S_{wi}) (p_i - p) \dots\dots\dots (3.6)$$

dónde:

G = Volumen Original de Gas en yacimiento, [$ft^3@c.s.$]

B_{gi} = Factor de volumen del gas inicial a (p_i, T_i) , [$bls@c.y./ft^3@c.s.$]

W_e = Entrada neta de agua del acuífero asociado, [bls @c. y]

c_w = Compresibilidad del agua, [psi^{-1}]

V_w = Volumen del agua congénita, [bls @c. y.]

V_p = Volumen Poros, [bls @c. y.]

S_{wi} = Saturación inicial de agua, [fracción]

c_f = Compresibilidad de la formación, [psi^{-1}]

p_i = Presión inicial del yacimiento, [psi]

p = Presión del yacimiento a un tiempo dado, [psi]

Combinando las ecuaciones anteriores se obtiene la ecuación de balance de materia (EBM) general, que considera los tres mecanismos de producción o de empuje:

$$\frac{G_p}{G} = \overbrace{\left(1 - \frac{B_{gi}}{B_g}\right)}^{\text{Expansión del gas}} + \overbrace{\frac{B_{gi}}{B_g} \left(\frac{c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}}\right) \Delta p}^{\text{Expansión del agua congénita y reducción del VP}} + \overbrace{\frac{W_e - W_p B_w}{G B_g}}^{\text{Entrada neta de agua}} \dots \dots (3.7)$$

Esta EBM se utiliza para determinar la cantidad de gas presente en un yacimiento a cualquier tiempo durante el agotamiento. De un modo especial se usa para estimar la cantidad de hidrocarburos inicialmente en el yacimiento y predecir el comportamiento futuro y la recuperación total de gas bajo algunas condiciones de abandono dadas.

Las suposiciones básicas consideradas en la EBM para yacimientos de gas desarrollada anteriormente son:

- El espacio poroso se encuentra inicialmente ocupado por gas y agua congénita.
- La composición del gas no cambia durante la explotación del yacimiento.
- Se considera que no existe gas disuelto dentro del agua.
- La temperatura del yacimiento se mantiene siempre constante (Yacimiento Isotérmico).

3.12 Introducción a los Métodos Volumétricos para Yacimientos de Gas

Los métodos volumétricos consideran el VP del yacimiento saturado siempre por hidrocarburos, tanto a las condiciones iniciales como a las condiciones de explotación, en las cuales ya existió cierta producción de fluidos y ya se ha reducido la presión de dicho yacimiento. Los métodos volumétricos son utilizados en la vida temprana del yacimiento, antes de cualquier desarrollo o producción significativa. Sin embargo, estos métodos, pueden ser también aplicados en la vida tardía del yacimiento y comúnmente se hace esto para confirmar las estimaciones hechas con cálculos de balance de materia. La aproximación de las estimaciones volumétricas depende de la disponibilidad de los datos suficientes para caracterizar la extensión areal del yacimiento, las variaciones en el grosor neto y a la larga determinar el VP ocupado por gas. Obviamente, en la vida productiva temprana del yacimiento cuando pocos datos están disponibles para establecer un modelo geológico adecuado, las estimaciones volumétricas son poco aproximadas. Mientras más pozos son perforados y más datos están disponibles, la aproximación de estas estimaciones mejora.

Los datos utilizados para estimar el gas remanente en un yacimiento se pueden encontrar en registros geofísicos, análisis de núcleos, presión de fondo fluyendo (p_{wf}), muestreo de fluidos a boca de pozo (aforos) y en las pruebas de presión-producción. Estos datos comúnmente se utilizan para desarrollar diversos tipos de mapas subsuperficiales. Estos mapas pueden ser de tipo transversales, estructurales y estratigráficos, y tienen la intención de ayudar a establecer la extensión areal del yacimiento y de posibilitar la identificación de discontinuidades en el yacimiento como son los acuíferos, fallas o contactos gas-agua. Los mapas subsuperficiales de líneas de contorno, usualmente elaborado en relación a una formación conocida o marcadora, son construidos con líneas que unen puntos de la misma elevación y por consecuencia representan la estructura geológica. Los mapas subsuperficiales de isopacas son construidos con líneas del espesor de la formación en donde se encuentran las mismas cantidades de gas. Con estos mapas, el VP del yacimiento puede ser estimado con planimetría de las áreas entre las líneas isopacas y usando la técnica de cálculo de volumen aproximado, tal como los métodos de la pirámide y del trapecoide. Las referencias 1 y 2 proveen información adicional de estos métodos de estimación del VP.

La ecuación volumétrica para calcular el Volumen Original de Gas en el yacimiento es:

$$G = \frac{43,560Ah\phi(1 - S_{wi})}{B_{gi}} \dots \dots \dots (3.8)$$

Dónde:

G = Volumen Original de Gas en yacimiento, [$ft^3@c. s.$]

A = Área del yacimiento, [$acres$]

h = Espesor promedio de la formación, [ft]

ϕ = Porosidad, [$fracción$]

S_{wi} = Saturación inicial de agua, [$fracción$]

B_{gi} = Factor de volumen inicial de gas, [$ft^3@c. y./ft^3@c. s.$]

Esta ecuación puede ser utilizada tanto para condiciones iniciales como a condiciones de abandono, para conocer la cantidad del Volumen de Gas Recuperable desde el yacimiento.

$$G_p = 43,560Ah\phi(1 - S_{wi}) \left(\frac{1}{B_{gi}} - \frac{1}{B_{ga}} \right) \dots \dots \dots (3.9)$$

Donde B_{ga} es medido a la presión de abandono. Al utilizar este método volumétrico estamos suponiendo que la saturación de gas dentro del VP se mantiene constante. Si existe entrada de agua proveniente de un acuífero hacia el yacimiento, a , h y S_w cambiarán sus valores. Después de que el volumen de gas remanente en el yacimiento se ha estimado, nosotros podemos calcular el Volumen original de gas en yacimiento y, para algunas condiciones de abandono, estimar las reservas de gas.

A continuación se presenta un ejemplo que ayudará al lector a comprender mejor la aplicación de este método:

- **Ejemplo 3.1: Calcular la Producción Acumulada de Gas, G_p , y el Factor de Recuperación, F , para 1,000 y 400 psia.**

Utilice los siguientes datos:

A = 3,000 acres

h = 30 ft

ϕ = 0.15

S_{wi} = 20%

$p_i = 2,600$ psi

$T = 150$ °F

p	z
2,600	0.82
1,000	0.88
400	0.92

Solución.

1.- Lo primero es calcular el VP:

$$VP = 43,560 Ah\phi$$

$$VP = 43,560 (3,000)(30)(0.15) = 588.06 \text{ MMft}^3$$

2.- Calcular el Factor de volumen del gas para cada presión, utilizando la ecuación 2.20 vista en el capítulo anterior.

$$B_g = 0.02829 \frac{z T_{yac} \left[\frac{\text{ft}^3 @ c. y.}{\text{ft}^3 @ c. s.} \right]}{p_{yac}} \dots \dots \dots (2.20)$$

Manteniendo la temperatura constante obtenemos los siguientes resultados:

p	z	B_g
2,600	0.82	0.0054
1,000	0.88	0.0152
400	0.92	0.0397

3.- Calcular el Volumen Original de Gas en yacimiento a la presión de 2,600psi.

$$G = \frac{VP(1 - S_{wi})}{B_{gi}}$$

$$G = \frac{588.6 \times 10^6 (1 - 0.2)}{0.0054}$$

$$G = 87.12 \text{ MMM } ft^3 @ c. s.$$

4.- Dado que el yacimiento se supone volumétrico, calcular el volumen de gas remanente en el yacimiento a 1,000 y a 400 psi.

Gas remanente a 1,000 psi:

$$G_{1000 \text{ psi}} = \frac{588.6 \times 10^6 (1 - 0.2)}{0.0152} = 30.95 \text{ MMM } ft^3 @ c. s.$$

Gas remanente a 400 psi:

$$G_{400 \text{ psi}} = \frac{588.6 \times 10^6 (1 - 0.2)}{0.0397} = 11.95 \text{ MMM } ft^3 @ c. s.$$

5.- Por último, calcularemos la producción acumulada de gas, G_p , y el factor de recuperación F , tanto para 1,000 psi como para 400 psi.

✓ Para 1,000 psi.

$$G_p = 588.06(1 - 0.2) \left(\frac{1}{0.0054} - \frac{1}{0.0152} \right)$$

$$G_p = 56.17 \text{ MMM } ft^3 @ c. s.$$

$$F = \frac{G_p}{G} = \frac{56.17 \times 10^9}{87.12 \times 10^9} = 64.5 \%$$

✓ Para 400 psi.

$$G_p = 588.06(1 - 0.2) \left(\frac{1}{0.0054} - \frac{1}{0.0397} \right)$$

$$G_p = 75.27 \text{ MMM } ft^3 @ c. s.$$

$$F = \frac{G_p}{G} = \frac{75.27 \times 10^9}{87.12 \times 10^9} = 86.4 \%$$

Que son los valores típicos de recuperación en yacimientos volumétricos de gas. La forma de las ecuaciones volumétricas varía de acuerdo al mecanismo de empuje o tipo de gas. En los siguientes capítulos, presentamos ecuaciones para yacimientos de gas seco, yacimientos de gas seco con entrada de agua y yacimientos de gas húmedo.

CAPÍTULO 4. MÉTODOS VOLUMÉTRICOS PARA YACIMIENTOS DE GAS

Introducción

En esta sección se presentan los métodos para estimar el Volumen Original de Gas en el Yacimiento, las Reservas de Gas, y los Factores de Recuperación para los diversos mecanismos de empuje. En este capítulo se estudiarán los Métodos Volumétricos, incluyendo los datos requeridos, técnicas de cálculo, y las limitaciones de estos métodos. Aquí se incluyen las ecuaciones necesarias para yacimientos volumétricos de gas seco, yacimientos de gas seco con entrada de agua, y yacimientos volumétricos de gas húmedo y gas y condensado. La aplicación de estos métodos volumétricos será ilustrada con ejemplos prácticos y con las gráficas que puedan surgir de ellos.

Los métodos volumétricos consideran el Volumen Poroso (VP) del yacimiento saturado siempre por hidrocarburos, tanto a las condiciones iniciales como a las condiciones tardías, en las cuales ya existió cierta producción de fluidos y ya se ha reducido la presión de dicho yacimiento. Los métodos volumétricos son utilizados en la vida temprana del yacimiento, antes de cualquier desarrollo o producción significativa. Sin embargo, estos métodos pueden ser también aplicados en la vida tardía del yacimiento y comúnmente se hace esto para confirmar las estimaciones hechas con cálculos de balance de materia.

Los datos utilizados para estimar el gas restante en el yacimiento se incluyen en registros geofísicos, análisis de núcleos, presión de fondo fluyendo (p_{wf}) y muestreo de fluidos a boca de pozo y las pruebas de presión-producción, pero no están limitados a esto. Estos datos comúnmente se utilizan para desarrollar varios mapas subsuperficiales. Estos mapas transversales, estructurales y estratigráficos, ayudan a establecer la extensión areal del yacimiento y a identificar discontinuidades como acuñamientos, fallas o contactos gas-agua. Los mapas subsuperficiales de líneas de contorno, usualmente elaborado en relación a una formación conocida o marcadora, son construidos con líneas que unen puntos de la misma elevación y por consecuencia representan la estructura geológica. Los mapas subsuperficiales de isopacas son construidos con líneas del espesor de la formación en donde se encuentran las mismas cantidades de gas. Con estos mapas, el VP del yacimiento puede ser estimado con planimetría de las áreas entre las líneas isopacas y usando la técnica de cálculo de volumen aproximado, tal como los métodos de la pirámide y del trapecoide. Las referencias 12 y 6 de este trabajo de tesis, proveen información adicional de estos métodos de estimación del VP.

Después de que el volumen de gas remanente en el yacimiento se ha estimado, nosotros podemos calcular el Volumen original de gas en yacimiento y, para algunas condiciones de abandono, estimar las reservas de gas. La forma de las ecuaciones volumétricas varía de acuerdo al mecanismo de empuje o tipo de gas. En los siguientes capítulos, presentamos ecuaciones para yacimientos de gas seco, yacimientos de gas seco con entrada de agua y yacimientos de gas húmedo.

4.1 Yacimientos Volumétricos de Gas Seco

Como su nombre lo indica, un yacimiento volumétrico es completamente cerrado por la baja o nula permeabilidad en sus fronteras y no recibe una presión externa como la invasión de un acuífero activo. Además, se supone que la expansión de la roca y el agua congénita son despreciables, entonces la fuente primaria de energía es la expansión del mismo gas en producción y del abatimiento de presión subsecuente.

Cuando utilizamos el término “Gas Seco”, nos referimos a yacimientos de gas conformados principalmente por metano con algunas moléculas de hidrocarburos de peso ligero.

El diagrama de fases de gas seco de la **figura 4.1**, indica que, dada su composición, el gas seco no atraviesa por ningún cambio de fase en el abatimiento de presión y por esto únicamente se mantiene en fase gaseosa desde el yacimiento hasta las condiciones de superficie del separador. De este modo, “seco” no se refiere a la ausencia del agua, sino que indica que no se presentan hidrocarburos líquidos en el yacimiento, pozo o equipo superficial durante la producción.

A continuación se presenta el diagrama de fases para yacimientos de Gas Seco:

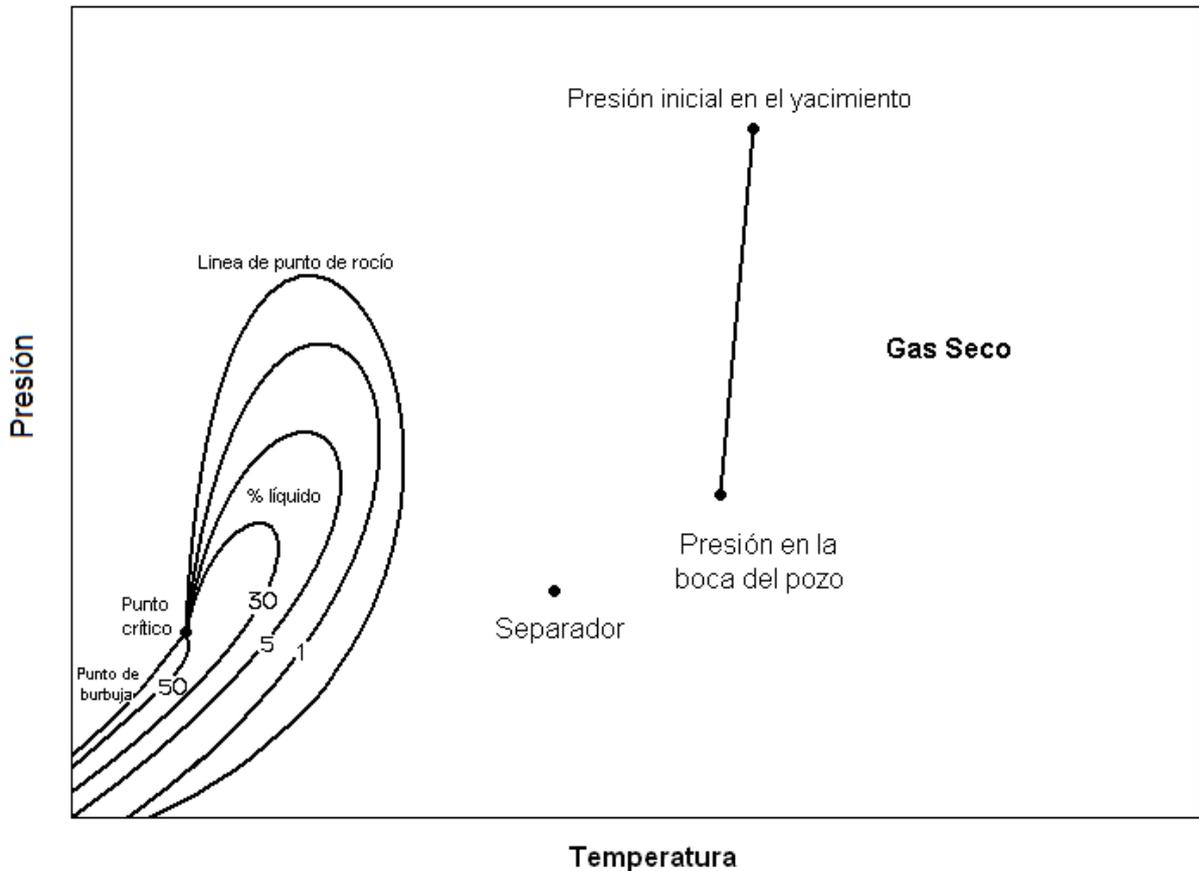


Figura 4.1 Diagrama de Fases para un Yacimiento de Gas Seco.

Comenzando con la ley general de los gases reales, el volumen de gas a condiciones iniciales de yacimiento es:

$$V_{gi} = \frac{z_i n R T_i}{p_i} \dots \dots \dots (4.1)$$

De manera similar, el volumen de gas a condiciones estándar es:

$$V_{cs} = G = \frac{z_{cs} n R T_{cs}}{p_{cs}} \dots \dots \dots (4.2)$$

Asumiendo que el número de moles permanece constante y el valor de “R” es

siempre es el mismo, podemos saber que el volumen inicial de gas a condiciones estándar es:

$$G = \frac{p_i V_{gi} z_{cs} T_{cs}}{z_i T_i p_{cs}} \dots \dots \dots (4.3)$$

Suponiendo que el VP ocupado por el gas es constante durante la vida productiva del yacimiento, tenemos que:

$$V_{gi} = 43.56 Ah \phi (1 - S_{wi}) \dots \dots \dots (4.4)$$

Substituyendo la ecuación 4.4 en la ecuación 4.3, obtenemos:

$$G = 43.56 Ah \phi (1 - S_{wi}) \frac{p_i z_{cs} T_{cs}}{z_i T_i p_{cs}} \dots \dots \dots (4.5)$$

Si expresamos el VP del yacimiento en barriles, la ecuación 4.5 se convierte en:

$$G = \frac{7,758 Ah \phi (1 - S_{wi})}{B_{gi}} \dots \dots \dots (4.6)$$

Donde

$$B_{gi} = \frac{1,000 p_{cs} z_i T_i}{5.615 p_i z_{cs} T_{cs}} = \frac{5.02 z_i T_i}{p_i} \dots \dots \dots (4.7)$$

La ecuación 4.7 asume que las condiciones estándar serán: $p_{cs}=14.65$ psia, $T_{cs} = 60$ °F = 520 °R, y $z_{cs} = 1.0$, anteriormente explicado en el capítulo 2.

Nosotros podemos estimar la reserva de gas o la producción total acumulada de gas, G_p , a lo largo de la vida productiva del yacimiento como la diferencia entre el volumen original de gas, G , y el gas remanente a ciertas condiciones de abandono, G_a :

$$G_p = G - G_a \dots \dots \dots (4.8)$$

En términos de la ecuación 4.6 la reserva de gas es:

$$G_p = \frac{7,758Ah\phi(1 - S_{wi})}{B_{gi}} - \frac{7,758Ah\phi(1 - S_{wi})}{B_{ga}} \dots \dots \dots (4.9)$$

o

$$G_p = \frac{7,758Ah\phi(1 - S_{wi})}{B_{gi}} \left(1 - \frac{B_{gi}}{B_{ga}}\right) \dots \dots \dots (4.10)$$

De donde el Factor de Recuperación es:

$$F = \left(1 - \frac{B_{gi}}{B_{ga}}\right)$$

La simple expansión del gas es un mecanismo de empuje muy eficiente. Aun cuando las saturaciones de gas al abandono pueden ser algo altas, es común encontrar factores de recuperación del 80% al 90% del volumen original de gas en yacimientos volumétricos. El porcentaje de recuperación depende de la presión de abandono, la cual usualmente es determinada por los aspectos económicos más que por los aspectos técnicos. Nótese que se desarrollaron las ecuaciones anteriores con la condición de que la saturación inicial de agua congénita no cambia. Esta suposición es válida para yacimientos volumétricos de gas donde el valor de la saturación de agua congénita es inmóvil.

➤ **Ejemplo 4.1: Cálculo del Volumen Original de Gas en un Yacimiento Volumétrico de Gas Seco a Condiciones de Yacimiento**

Los siguientes datos del yacimiento fueron estimados de los mapas subsuperficiales, análisis de núcleos, pruebas de pozos, y pruebas a boca de pozo de los fluidos de varios pozos. Utilice estos datos con el método volumétrico para estimar el volumen original de gas en el yacimiento. Asuma que es un yacimiento volumétrico de gas seco y que la Temperatura se mantiene constante.

$$p_i = 2,500 \text{ psia.}$$

$$A = 1,000 \text{ acres}$$

$$T_i = 180^\circ\text{F}$$

$$\phi = 20\%$$

$$S_{wi} = 25\%$$

$$h = 10 \text{ ft}$$

$$z_i = 0.860$$

Solución.

1.- Primero, calcular B_{gi} y z_i con los métodos presentados en el primer capítulo.

$$B_{gi} = \frac{5.02z_iT_i}{p_i} = \frac{5.02(0.86)(180 + 460)}{2,500} = 1.105 \frac{\text{bbl@c.y.}}{\text{Mft}^3}$$

2.- El volumen de gas inicial para un yacimiento volumétrico está dado por la ecuación 4.6:

$$G = \frac{7,758Ah\phi(1 - S_{wi})}{B_{gi}} \dots \dots \dots (4.6)$$

$$G = \frac{7,758(1,000)(10)(0.20)(1 - 0.25)}{1.105}$$

$$G = 10,531 \times 10^3 \text{ Mft}^3 = 10.5 \text{ miles de millones de ft}^3$$

4.2 Yacimientos de Gas Seco con Entrada de Agua

Muchos yacimientos de gas no son completamente cerrados, por lo que están sujetos a cierta entrada de agua desde un acuífero activo. La entrada de agua ocurre cuando la presión en la frontera yacimiento-acuífero se reduce debido a una producción del gas en el yacimiento. Recordemos que derivamos la ecuación para un yacimiento volumétrico suponiendo que el VP ocupado por el gas se mantenía constante a través de la vida productiva del yacimiento. Sin embargo, en yacimientos de gas con entrada de agua, este VP decrece en una cantidad igual al volumen neto del agua que entra al yacimiento y el volumen de gas remanente no producido aún. De esta forma, si podemos estimar tanto la saturación de gas inicial y la saturación de gas residual al abandono, nosotros podemos utilizar ecuaciones volumétricas para calcular las reservas de gas en un yacimiento de gas con entrada de agua.

Bajo estas condiciones, consideramos el volumen original de gas y el volumen de gas remanente más el volumen de agua que ha entrado al yacimiento. Partiendo de la ecuación 4.9, la ecuación para la producción acumulada de gas en términos de la saturación inicial y final de agua es:

$$G_p = \frac{7,758Ah\phi(1 - S_{wi})}{B_{gi}} - \frac{7,758Ah\phi(1 - S_{wa})}{B_{ga}} \dots \dots \dots (4.11)$$

En términos de la saturación de gas residual, S_{gr} , al abandono, la ecuación 4.11 se convierte en:

$$G_p = \frac{7,758Ah\phi(1 - S_{wi})}{B_{gi}} - \frac{7,758Ah\phi(S_{gr})}{B_{ga}} \dots \dots \dots (4.12)$$

O

$$G_p = \frac{7,758Ah\phi(1 - S_{wi})}{B_{gi}} \left[1 - \frac{B_{gi}S_{gr}}{B_{ga}(1 - S_{wi})} \right] \dots \dots \dots (4.13)$$

Aquí, el factor de recuperación, será:

$$F = \left[1 - \frac{B_{gi}S_{gr}}{B_{ga}(1 - S_{wi})} \right]$$

Desde la ecuación 4.11 a la 4.13 se ha derivado con la suposición implícita de que la eficiencia de barrido volumétrica para el gas es de 100%. De hecho, el agua podría desplazar gas ineficientemente en algunos casos, es decir podría dejar grandes volúmenes de gas atrapados en los poros del yacimiento. Los resultados obtenidos en estudios de núcleos ¹³, sugieren que grandes volúmenes de gas pueden ser rebasados y eventualmente atrapados por el avance del frente de agua. Además, debido a heterogeneidades en el yacimiento (fracturas naturales y estratificación) y discontinuidades (fallas sellantes y capas de lutitas con baja permeabilidad), la invasión del agua no barre algunas porciones del yacimiento con efectividad, resultando en grandes saturaciones de gas residual en estas áreas no barridas y más altas presiones de abandono que las de un yacimiento volumétrico sin entrada de agua. Para

medir las cantidades de gas no barrido en del yacimiento, introduciremos una eficiencia de barrido volumétrica, E_V , dentro de la ecuación volumétrica. Con Eficiencia de barrido, E_V , la ecuación 4.8 puede ser reescrita como:

$$G_p = G - [E_V G_a + (1 - E_V) G_t] \dots \dots \dots (4.14)$$

La ec. 4.14 puede ser reescrita de manera similar a la ec. 4.10,

$$G_p = \frac{7,758Ah\phi(1 - S_{wi})}{B_{gi}} - \left[E_V \frac{7,758Ah\phi(1 - S_{wa})}{B_{ga}} + (1 - E_V) \frac{7,758Ah\phi(1 - S_{wi})}{B_{ga}} \right] \dots \dots \dots (4.15)$$

La ec. 4.15 se puede factorizar y obtener:

$$G_p = \frac{7,758Ah\phi(1 - S_{wi})}{B_{gi}} \left[1 - E_V \frac{B_{gi}}{B_{ga}} \left(\frac{S_{gr}}{S_{gi}} + \frac{1 - E_V}{E_V} \right) \right] \dots \dots \dots (4.16)$$

Aquí:

$$F = \left[1 - E_V \frac{B_{gi}}{B_{ga}} \left(\frac{S_{gr}}{S_{gi}} + \frac{1 - E_V}{E_V} \right) \right]$$

Debido a que el gas es frecuentemente sobrepasado (rebasado) y atrapado por la invasión de agua, el factor de recuperación para yacimientos de gas con empuje de agua puede ser significativamente más bajo que aquellos que solo producen con la expansión del gas. Además, la presencia de heterogeneidades en el yacimiento, tales como estratos de baja permeabilidad o gran estratificación, pueden reducir aún más la recuperación del gas. Como mencionamos previamente, las recuperaciones finales comunes para yacimientos volumétricos de gas son del 80% al 90%, mientras que los factores de recuperación típicos en yacimientos con empuje de agua son dentro de un rango del 50% al 70%. Esto depende del ritmo de producción del gas, ya que a ritmos muy altos se puede presentar mucho antes de lo esperado, una indeseable alta producción de agua en los pozos.

La ec. 4.16 requiere estimaciones de S_{gr} y E_V . Los estudios a los núcleos de muestras representativas del yacimiento son los mejores métodos para

determinar saturaciones de gas residual. Cuando no se tienen estudios de laboratorio, se pueden utilizar correlaciones para estimar esta saturación, como las que propone *Agarwal*¹⁴. Aunque están basadas en datos de laboratorio representadoras de amplios rangos de litologías y propiedades petrofísicas, estas correlaciones, (resumidas en el **Apéndice**), pueden no ser acertadas para todas las situaciones y deben de ser utilizadas a juicio del Ingeniero. También podemos utilizar la simulación matemática de yacimientos para estimar las eficiencias volumétricas de barrido si se cuenta con suficientes datos del yacimiento disponibles.

➤ **Ejemplo 4.2: Cálculo de las Reservas de Gas y del Factor de Recuperación para un Yacimiento de Gas con Entrada de Agua.**

Calcular las reservas de gas y el factor de recuperación de gas usando los mismos datos del ejemplo 4.1 y asuma que la saturación de gas residual es de 35% a la presión de abandono que es de 750 psia. Suponga que la Temperatura es constante y que la Eficiencia Volumétrica de Barrido es al 100%.

$$p_i = 5,500 \text{ psia.}$$

$$A = 1,000 \text{ acres}$$

$$z_i = 0.860$$

$$S_{wi} = 25\%$$

$$p_a = 750 \text{ psia.}$$

$$h = 10 \text{ ft}$$

$$z_a = 0.550$$

$$S_{gr} = 35\%$$

$$T = 180^\circ\text{F}$$

$$\phi = 20\%$$

$$E_v = 100\%$$

Solución

1.- Primero se debe de calcular el factor del volumen del gas a condiciones iniciales y de abandono.

El factor de volumen del gas inicial ya fue calculado en el ejemplo 4.1 de este capítulo el cual obtuvimos que $B_{gi} = 1.105 \text{ blsc.y./Mft}^3\text{@c.s.}$

Así, el factor de volumen del gas a condiciones de abandono será:

$$B_{ga} = \frac{5.02z_a T}{p_a} = \frac{5.02(0.55)(180 + 460)}{750}$$

$$B_{ga} = 2.356 \frac{\text{bbl@c. y.}}{\text{Mft}^3}$$

2.- La reserva de gas a la presión de abandono de 750 psia es calculada con la ecuación 4.16:

$$G_p = \frac{7,758Ah\phi(1 - S_{wi})}{B_{gi}} \left[1 - E_V \frac{B_{gi}}{B_{ga}} \left(\frac{S_{gr}}{S_{gi}} + \frac{1 - E_V}{E_V} \right) \right]$$

$$= \frac{7,758(1,000)(10)(0.20)(1 - 0.25)}{1.105} \left[1 - (1) \frac{1.105}{2.356} \left(\frac{0.35}{(1 - 0.25)} + \frac{1 - 1}{1} \right) \right]$$

$$G_p = 8,226 \times 10^3 \text{ Mft}^3 @ c. s. = 8.2 \text{ Bft}^3 @ c. s.$$

3.- Por último, el factor de recuperación del gas en el yacimiento es:

$$F = 1 - \frac{B_{gi}S_{gr}}{B_{ga}(1 - S_{wi})} = 1 - \frac{(1.105)(0.35)}{2.356(1 - 0.25)} = 0.781 = 78.1\%$$

- **Ejemplo 4.3: Cálculo de las Reservas de Gas y del Factor de Recuperación para un Yacimiento de Gas con Entrada de Agua, con Eficiencia de Barrido Menor al 100%.**

Utilizando los mismos datos del ejemplo 4.2, calcular las reservas de gas y el factor de recuperación de gas. Utilizando los siguientes datos:

$$p_i = 5,500 \text{ psia.}$$

$$A = 1,000 \text{ acres}$$

$$z_i = 0.860$$

$$S_{wi} = 25\%$$

$$p_a = 750 \text{ psia.}$$

$$h = 10 \text{ ft}$$

$$z_a = 0.550$$

$$S_{gr} = 35\%$$

$$T = 180^\circ\text{F}$$

$$\phi = 20\%$$

$$E_v = 60\%$$

$$B_{gi} = 1.105 \text{ blsc.y/Mft}^3$$

$$B_{ga} = 2.356 \text{ blsc.y/Mft}^3$$

Solución.

1.- Primero calcularemos el valor de G_p con la ecuación 4.16.

$$G_p = \frac{7,758Ah\phi(1 - S_{wi})}{B_{gi}} \left[1 - E_v \frac{B_{gi}}{B_{ga}} \left(\frac{S_{gr}}{S_{gi}} + \frac{1 - E_v}{E_v} \right) \right]$$

$$= \frac{7,758(1,000)(10)(0.20)(1 - 0.25)}{1.105} \left[1 - (0.6) \frac{1.105}{2.356} \left(\frac{0.35}{0.75} + \frac{1 - 0.6}{0.6} \right) \right]$$

$$G_p = 7,172 \times 10^3 \text{ Mft}^3 @ \text{c.s} = 7.2 \text{ Bft}^3 @ \text{c.s.}$$

2.- El factor de recuperación en este caso sería:

$$F = \left[1 - E_v \frac{B_{gi}}{B_{ga}} \left(\frac{S_{gr}}{S_{gi}} + \frac{1 - E_v}{E_v} \right) \right]$$

$$= \left[1 - (0.60) \frac{1.105}{2.356} \left(\frac{0.35}{0.75} + \frac{1 - 0.60}{0.60} \right) \right]$$

$$F = 0.681 = 68.1\%$$

4.3 Yacimientos Volumétricos de Gas Húmedo y Gas y Condensado.

Tal como el gas seco, la composición primaria del gas húmedo es el metano; sin embargo, a diferencia del gas seco, el gas húmedo contiene mayor cantidad de moléculas de hidrocarburos intermedias y pesadas. Debido a su composición, la presencia de la fase líquida en el pozo y en el equipo superficial de producción, se origina debido a la reducción de presión y temperatura durante la producción.

En este contexto, “húmedo” no significa que el gas es húmedo por la presencia de agua, si no que se refiere al hidrocarburo líquido que condensa a las condiciones de superficie.

El comportamiento de los sistemas de gas húmedo se ilustra mejor con el diagrama ⁸ de fases en la **Figura 4.2**. El fluido del yacimiento se clasifica como gas húmedo si se encuentra en una fase a condiciones de yacimiento y si cae en la región de dos fases a la presión y temperatura de superficie.

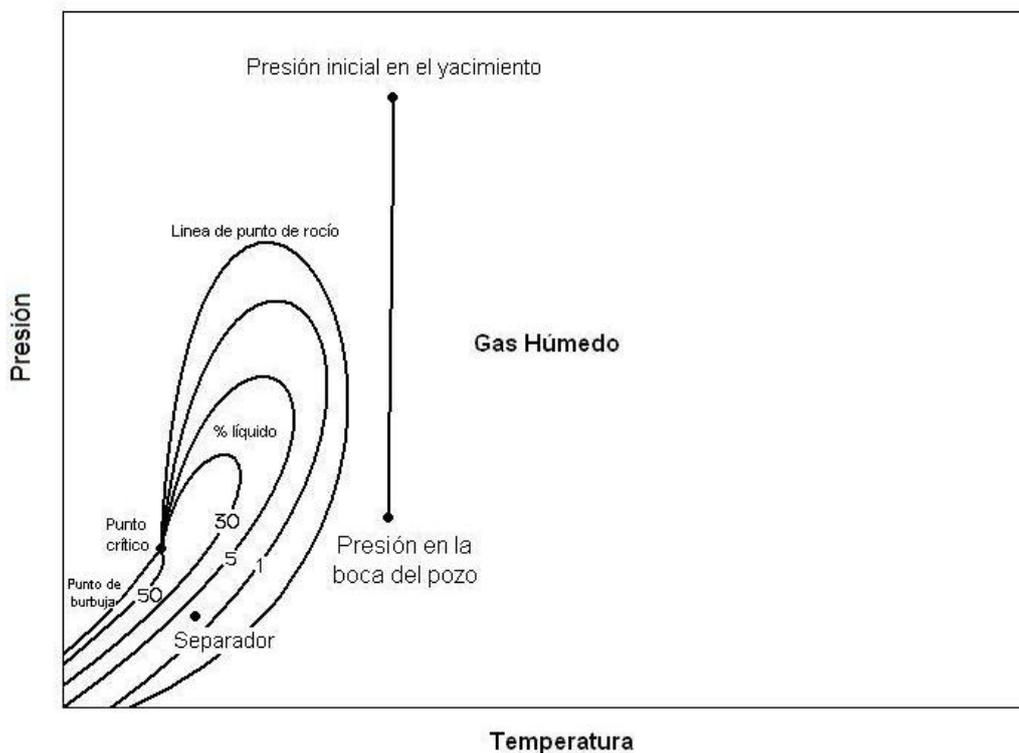


Figura 4.2 Diagrama de Fases para un Yacimiento de Gas Húmedo.

La caída de presión del yacimiento en la **Fig. 4.2**, no entra a la envolvente de dos fases, por lo tanto no se forman hidrocarburos líquidos en el yacimiento. Sin embargo, a las condiciones del separador, el comportamiento del fluido cae dentro de la envolvente de dos fases, y algo de gas condensa en la superficie.

Para un yacimiento de gas húmedo, el volumen original de gas, G_T , el cual incluye el gas y el gas equivalente a la producción de hidrocarburos líquidos es:

$$G_T = \frac{7,758Ah\phi(1 - S_{wi})}{B_{gi}} \dots \dots \dots (4.17)$$

Donde B_{gi} está definido por la ec. 4.17. Debido a que el gas se condensa en la superficie y las propiedades del gas en superficie y en el yacimiento son diferentes. Consecuentemente el uso de la ec. 4.17 requiere del conocimiento de las propiedades de todo el gas a condiciones de yacimientos. Un estudio de laboratorio de los fluidos producidos en la superficie pero recombinados es el recurso más preciso para conocer sus propiedades; sin embargo en ausencia de dicho análisis, podemos calcular estas propiedades utilizando correlaciones para datos de producción en la superficie. Estas correlaciones son recomendadas para fluidos en los cuales el total de componentes no hidrocarburos (CO₂, H₂S y N₂) no exceden el 20 %¹⁵.

De acuerdo con *Gold et al.*¹⁵ para un sistema de separación en tres etapas que consiste de un separador de alta presión, un separador de baja presión y un tanque de almacenamiento, la gravedad del gas en yacimiento es estimada de una recombinación del flujo producido por el pozo.

$$\gamma_w = \frac{R_1\gamma_1 + 4,602\gamma_0 + R_2\gamma_2 + R_3\gamma_3}{R_1 + \frac{133,316\gamma_0}{M_0} + R_2 + R_3} \dots \dots \dots (4.18)$$

De manera similar, para un sistema de separación en 2 etapas con un separador de alta presión y un tanque de almacenamiento, la gravedad del gas en yacimiento se estima con:

$$\gamma_w = \frac{R_1\gamma_1 + 4,602\gamma_0 + R_3\gamma_3}{R_1 + \frac{133,316\gamma_0}{M_0} + R_3} \dots \dots \dots (4.19)$$

Si el peso molecular del líquido en el tanque de almacenamiento (el condensado producido en la superficie) es desconocido, podemos estimarlo utilizando cualquiera de las dos ecuaciones siguientes.

$$M_0 = \frac{5,954}{\gamma_{API} - 8.811} \dots\dots\dots (4.20)$$

o

$$M_0 = \frac{42.43\gamma_0}{1.008 - \gamma_0} \dots\dots\dots (4.21)$$

Las estimaciones aproximadas de las propiedades del gas a condiciones de yacimiento requieren que todo el gas y el líquido producidos en la superficie sean recombinados de acuerdo con las etapas de separación que se tengan.

Debido a la condensación, grandes cantidades de gas del yacimiento se producen como líquido en la superficie. La fracción del gas en el yacimiento que será producido en su fase gaseosa al llegar a la superficie es:

$$f_g = \frac{R_t}{R_t + \frac{132,200\gamma_0}{M_0}} \dots\dots\dots (4.23)$$

Donde R_t incluye la producción de gas y condensado desde todos los separadores y el tanque de almacenamiento. La fracción o el porcentaje del volumen original total de gas en el yacimiento, G_T , que será producido en su fase gaseosa es:

$$G = f_g G_T \dots\dots\dots (4.24)$$

y el aceite original (condensado) en yacimiento será:

$$N = \frac{1,000f_g G_T}{R_t} \dots\dots\dots (4.25)$$

Nótese que este procedimiento de cálculo es aplicable para yacimiento de gas y condensado únicamente cuando la presión del yacimiento está por encima de la presión de rocío original. Los fluidos de los yacimientos de gas y condensado son también característicamente ricos en hidrocarburos intermedios y pesados. Debido a su composición, la fase líquida se forma no solamente en el pozo y en la superficie sino también en el yacimiento.

El comportamiento de los fluidos de gas y condensado se ilustra en un diagrama de fases en la **Fig. 4.3**.

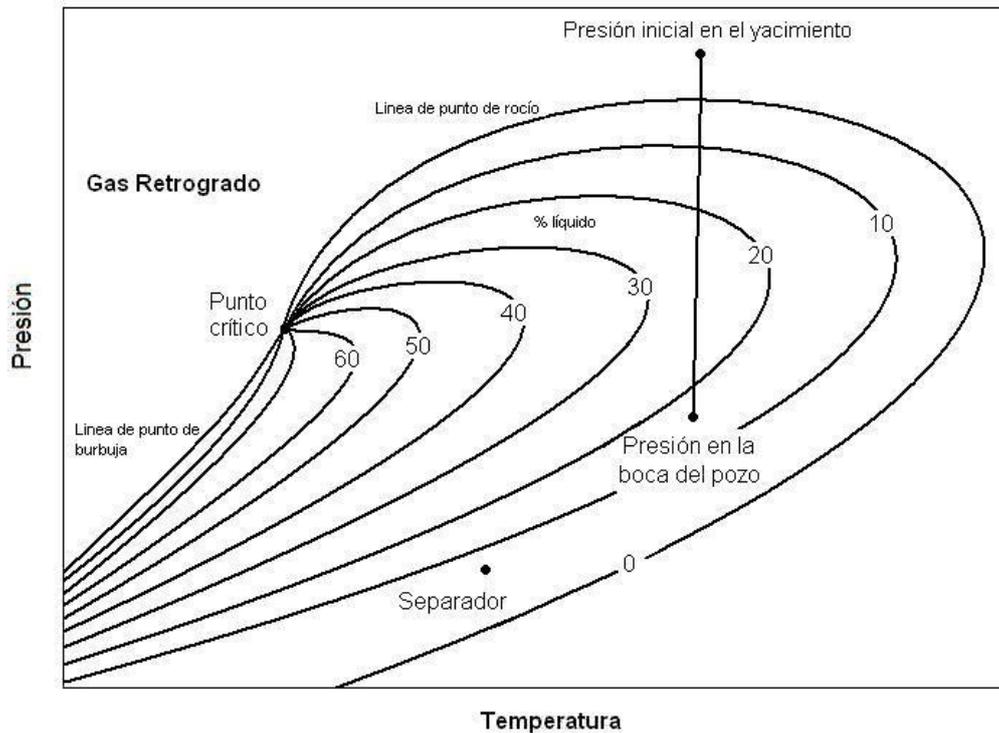


Figura 4.3 Diagrama de Fases para un Yacimiento de Gas y Condensado.

Se observa que si la presión del yacimiento se encuentra por arriba de la presión de rocío y si la temperatura cae entre la temperatura crítica y la cricondenterma entonces el fluido se encuentra en una sola fase (gas) en el yacimiento. Sin embargo, una vez que la presión del yacimiento cae por debajo de la presión de rocío, hidrocarburos líquidos se forman en el yacimiento, y no podemos usar los datos de producción en superficie para estimar las propiedades de los fluidos con una buena aproximación, bajo estas condiciones, estimaciones aproximadas de las propiedades del gas y condensado en el yacimiento requieren un análisis de laboratorio de los fluidos del yacimiento.

➤ ***Ejemplo 4.4: Cálculo del Volumen Original de Gas y del Volumen de Condensados, para Yacimientos Volumétricos de Gas Húmedo.***

Estimar el volumen original de gas en yacimiento, el porcentaje del volumen total de gas en yacimiento que será producido en fase gaseosa y el aceite inicial (condensado) en yacimiento utilizando los siguientes datos. La **tabla 4.1** indica los datos de producción inicial en superficie.

Datos:

$$p_i = 5,500 \text{ psia}$$

$$A = 1,000 \text{ acres}$$

$$T = 288 \text{ }^\circ\text{F}$$

$$\phi = 21 \%$$

$$S_{wi} = 32 \%$$

$$h = 50 \text{ ft}$$

Tabla 4.1. Datos del Yacimiento, Obtenidos en la Batería de Separación.

	Gravedad Específica de los Fluidos en Superficie	Producción del Campo	Presión de separación [psia]	Temp. [°F]
Separador Primario	0.72	59,550 [ft ³ @c.s./bls@c.s.]	200	62
Tanque de almacenamiento del Gas	1.23	415 [ft ³ @c.s./bls@c.s.]	14.7	60
Tanque de almacenamiento del Aceite	54.5 °API	1,050 [bls@c.s./día]	14.7	60

Solución.

1.- Primero se debe de calcular las propiedades del aceite que se encuentra en los tanques de almacenamiento (condensado). La gravedad específica del aceite es:

$$\gamma_0 = \frac{141.5}{131.5 + \gamma_{API}} = \frac{141.5}{131.5 + 54.5} = 0.76$$

De la ecuación 4.20, el peso molecular del condensado es:

$$M_0 = \frac{5,954}{\gamma_{API} - 8.811} = \frac{5,954}{54.5 - 8.811} = 130.3 \text{ [lbm/lbm - mol]}$$

2.- Para un sistema de separación en dos etapas, debemos de utilizar la ec. 4.19 para calcular la gravedad específica del gas a condiciones de yacimiento.

$$\begin{aligned}\gamma_w &= \frac{R_1\gamma_1 + 4,602\gamma_0 + R_3\gamma_3}{R_1 + (133,316 \gamma_0/M_0) + R_3} \\ &= \frac{(59,550)(0.72) + (4,602)(0.76) + (4115)(1.23)}{59,550 + (133,316(0.76)/130.3) + 415}\end{aligned}$$

$$\gamma_w = 0.77$$

3.- Utilizando el método de *Sutton*, el cual fue presentado y estudiado en el Capítulo 2 de este trabajo de tesis, para conocer la presión y la temperatura pseudo-críticas utilizando el valor calculado en el paso anterior para la densidad relativa del gas a condiciones de yacimiento, γ_w , obtenemos que los valores de estos parámetros son: $p_{pc} = 655$ psia y $T_{pc} = 395^\circ\text{R}$. Así, con estos valores pseudo-críticos, calcularemos la presión y la temperatura pseudo-reducidas, respectivamente:

$$p_{pr} = \frac{p_i}{p_{pc}} = \frac{5,500}{655} = 8.40$$

y

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} = \frac{288 + 460}{395} = 1.89$$

Para terminar de utilizar el método de *Sutton*, para conocer el factor de compresibilidad del gas a las condiciones de yacimiento, entramos a la gráfica 2.2 y obtenemos que el resultado es $z_i = 1.06$.

4.- El factor de volumen del gas a condiciones de yacimiento es:

$$B_{gi} = \frac{5.20z_iT}{p_i} = \frac{5.20(1.06)(288 + 460)}{(5,500)} = 0.72 \text{ bls@c. y./Mft}^3\text{@c. s.}$$

De la ec. 4.17, el volumen original de gas en yacimiento, el cual incluye gas y el gas equivalente al condensado que se produce, es:

$$G_T = \frac{7,758Ah\phi(1 - S_{wi})}{B_{gi}} = \frac{7,758(1,000)(50)(0.21)(1 - 0.32)}{0.72}$$

$$G_T = 76.9 \times 10^6 \text{ Mft}^3 @c.s.$$

5.- Utilizando la ec. 4.23, calcularemos el porcentaje del volumen total de gas en yacimiento que será producido en fase gaseosa, este es:

$$f_g = \frac{R_t}{R_t + \frac{132,200\gamma_0}{M_0}}$$

Donde la RGA total producida es de:

$$R_t = R_1 + R_3 = 59,500 + 415$$

$$R_t = 59,965 \text{ ft}^3@c.s./bls@c.s.$$

Entonces,

$$f_g = \frac{R_t}{R_t + \frac{132,200\gamma_0}{M_0}} = \frac{59,965}{59,965 + \frac{132,200(0.76)}{130.3}}$$

$$f_g = 0.99$$

El volumen de gas que será producido en superficie es de:

$$G = f_g G_T = (76.9)(0.99) = 76.1 \times 10^6 \text{ Mft}^3@c.s.$$

6.- Por último, el volumen inicial de condensado dentro del yacimiento, hipotéticamente traído y medido en la superficie es:

$$N = \frac{1,000 f_g G_T}{R_t} = \frac{1,000(0.99)(76.9 \times 10^6)}{59,965}$$

$$N = 1.3 \times 10^6 \text{ bls@c.s.}$$

CAPÍTULO 5. ECUACIONES DE BALANCE DE MATERIA PARA YACIMIENTOS DE GAS

Introducción

Los Métodos de Balance de Materia proveen una alternativa simple, pero efectiva, a los métodos volumétricos para estimar no sólo el volumen original de gas en yacimiento sino también las reservas en cualquier etapa de la vida productiva del yacimiento. Una ecuación de balance de materia es simplemente un postulado del principio de conservación de masa.

Así:

Masa Original de Hc's – Masa Producida de Hc's = Masa Remanente de Hc's.

En 1941, *Schilthuis* presentó una forma general de la ecuación de balance de materia desarrollada como un balance volumétrico basada en la simple suposición de que el Volumen Poroso (VP) del yacimiento ya sea se mantiene constante o cambia de manera que puede ser calculado como función del cambio en la presión del yacimiento. Con esta suposición, él igualó la producción acumulada observada en superficie (expresada en términos del fluido de producción a condiciones de yacimiento) con la expansión del Volumen Remanente de los fluidos en el yacimiento resultante de una caída de presión finita. También se podrán incluir los efectos de la entrada de agua y los cambios en el VP causados por la expansión del sistema roca-fluido.

Algunas veces llamados métodos de producción, los métodos de balance de materia están desarrollados en términos de la producción acumulada de fluidos y los cambios en la presión del yacimiento, de este modo se requiere la medición precisa de ambas cantidades.

Como se verá en la siguiente sección, la gráfica de p/z vs. G_p será una línea recta para un yacimiento de gas volumétrico en el cual la expansión del gas es la fuente primaria de energía. Sin embargo, desviaciones consistentes de esta línea recta indican el efecto de otras fuentes internas o externas de energía.

Una vez que ha sido identificado el mecanismo de empuje predominante en el yacimiento, se podrán aplicar correctamente las gráficas de balance de materia para estimar el volumen original de gas y las reservas de gas. Así como en los métodos volumétricos, la forma de la ecuación de balance de materia varía dependiendo del mecanismo de empuje. En los siguientes capítulos, conoceremos las ecuaciones de balance de materia para yacimientos volumétricos de gas seco, yacimientos de gas seco con entrada de agua y yacimientos volumétricos de Gas y Condensado.

5.1 Ecuación de Balance de Materia para Yacimientos Volumétricos de Gas Seco

Como se mencionó antes, los yacimientos volumétricos son completamente cerrados y no reciben energía externa de otras fuentes, como acuíferos. Si la expansión de la roca y el agua congénita son mecanismos internos de energía tan pequeños que se pueden considerar despreciables, entonces el mecanismo principal de empuje es la expansión del gas mientras que la presión del yacimiento disminuye.

Suponiendo un VP constante en el yacimiento a lo largo de su vida productiva, se puede deducir una ecuación de balance de materia al igualar el VP del yacimiento ocupado por el gas a condiciones iniciales con el volumen ocupado por el gas cuando ya se ha tenido alguna caída de presión en el yacimiento asociada a la producción de gas.

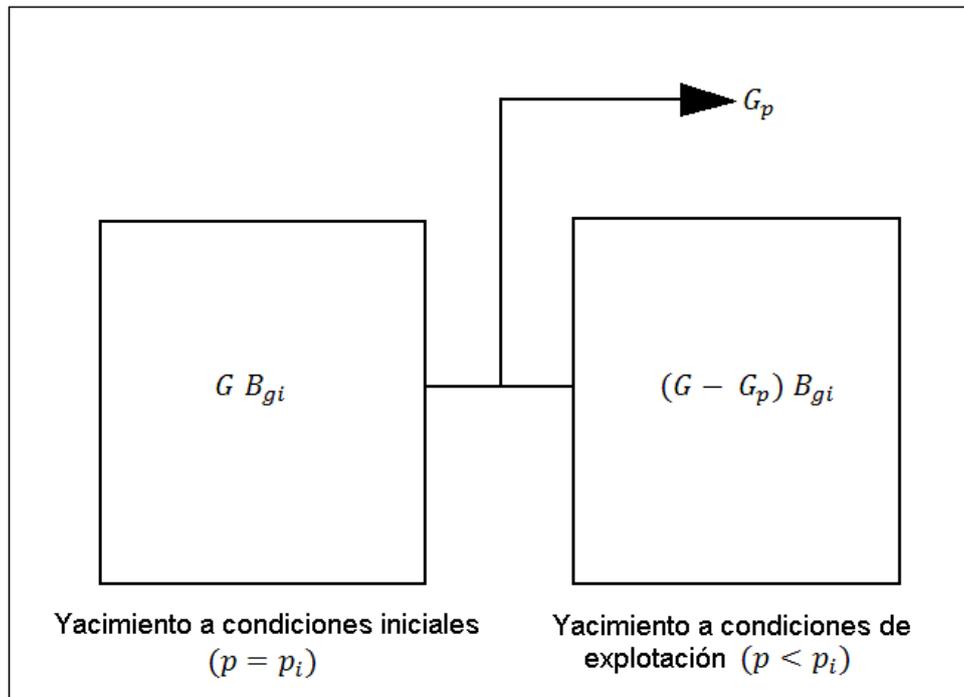


Figura 5.1. Modelo de Balance de Materia para Yacimientos Volumétricos de Gas Seco.

Refiriéndonos al modelo de tipo tanque en la **Figura 5.1**, podemos escribir la ecuación de balance de materia como:

$$GB_{gi} = (G - G_p)B_g \dots \dots \dots (5.1)$$

Donde GB_{gi} es el volumen ocupado por gas en el yacimiento a las condiciones iniciales, en bbl@c.y., y $(G - G_p)B_g$ es el volumen ocupado por el gas cuando

ya se ha tenido alguna producción de gas con una presión por debajo de la inicial, en p_i .

De esta forma, se puede reescribir la ec. 5.1 como:

$$G_p = G \left(1 - \frac{B_{gi}}{B_g} \right) \dots \dots \dots (5.2)$$

Si sustituimos la relación de los factores de volumen del gas, considerando que la temperatura se mantiene constante, por una relación de compresibilidades y presiones. Entonces tenemos que $B_{gi}/B_g = p z_i / p_i z$, relación que podemos sustituir dentro de la ec. 5.2, para obtener una ecuación en términos de valores que podemos medir, producción en superficie de gas y la P_{ws} .

$$G_p = G \left(1 - \frac{z_i p}{z p_i} \right) \dots \dots \dots (5.3)$$

Donde el factor de recuperación es:

$$F = \left(1 - \frac{z_i p}{z p_i} \right)$$

De esta manera, se puede reescribir la ec. 5.3 como:

$$\frac{p}{z} = \frac{p_i}{z_i} \left(1 - \frac{G_p}{G} \right) = \frac{p_i}{z_i} - \frac{p_i}{G z_i} G_p \dots \dots \dots (5.4)$$

De manera similar a las técnicas de análisis de gráficas de *Everdingen et al.*¹⁶ y la forma de la ecuación 5.4 sugiere que, si el yacimiento es volumétrico, una gráfica de p/z vs. G_p mostrará una línea recta, de la cual podemos estimar dos valores, el volumen original de gas en el yacimiento y las reservas de gas a ciertas condiciones de abandono.

Se realiza esta gráfica debido a que con ella podemos observar la aportación que tiene el yacimiento con respecto a su presión, de modo que si extrapolamos los valores hasta donde la presión es igual a cero o no existe presión alguna en el yacimiento, podemos conocer el valor del máximo volumen que se puede extraer del yacimiento, si quitar toda presión del yacimiento fuera posible, este valor es el Volumen Original de Gas "G". Es necesario incluir el factor de compresibilidad del gas "z" (definido en el **Capítulo 2**) como un coeficiente de la presión en la gráfica, ya que este parámetro corresponde al tipo de gas que se produce. Se utiliza este factor

para obtener cálculos más aproximados a la realidad, ya que nos representa que tanto se aleja el gas en estudio, de un comportamiento ideal. De esta manera, si se trata de un gas ideal, el factor de compresibilidad “z” sería igual a uno, de modo que al ser el cociente de la presión ya no sería necesario introducirlo en el análisis.

Como se dijo con anterioridad, si se tiene la suficiente presión y los datos de producción están disponibles para definir una línea completa, también se puede determinar el mecanismo de empuje predominante, con la forma que tome la curva. Aunque una desviación consistente de una línea recta sugiere otras fuentes de energía en el yacimiento, errores en la medición de la presión y de la producción también podrían provocar un cambio en la curva de manera similar. Obviamente, en la vida productiva temprana de un yacimiento cuando los datos del yacimiento son muy pocos, esta técnica podría llegar a ser poco precisa. La **Fig. 5.2** muestra las formas típicas de las curvas de p/z para ciertos mecanismos de empuje.

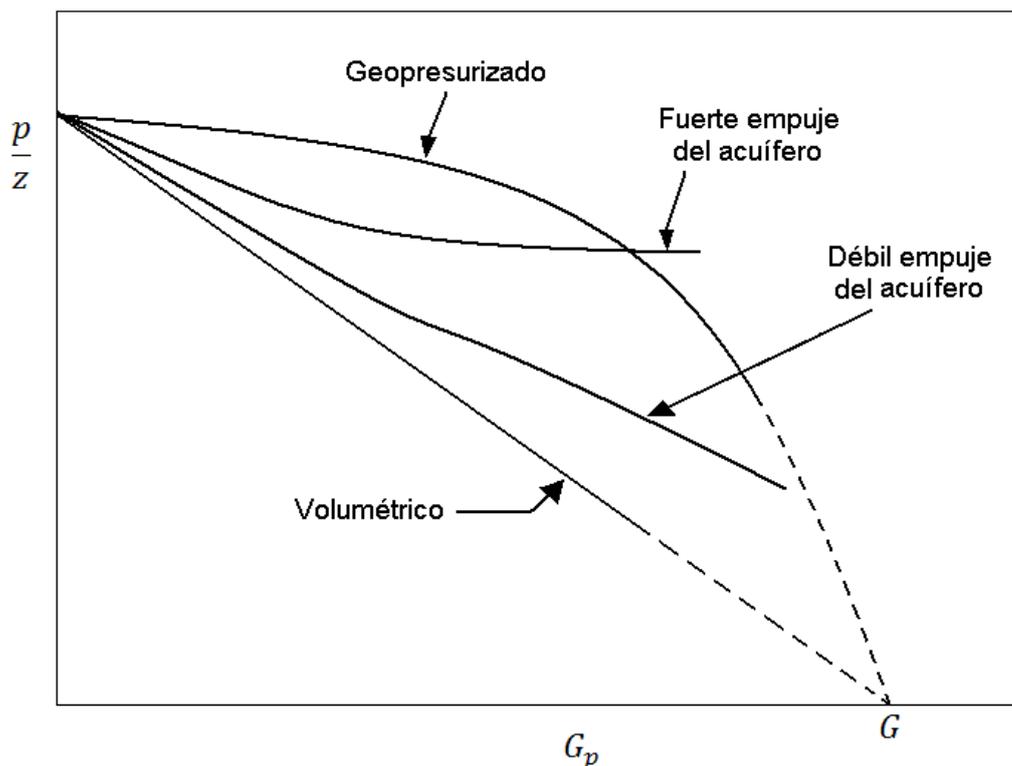


Figura 5.2. Formas Típicas que Adopta la Gráfica p/z vs. G_p para los Diversos Mecanismos de Empuje.

Aunque una desviación consistente de una línea recta sugiere otras fuentes de energía en el yacimiento, errores en la medición de la presión y de la producción también podrían provocar un cambio en la curva de manera similar.

Obviamente, en la vida productiva temprana de un yacimiento cuando los datos del yacimiento son muy pocos, esta técnica podría llegar a ser poco precisa.

- **Ejemplo 5.1: Cálculo del Volumen Original de Gas en el Yacimiento Utilizando Métodos de Balance de Materia para Yacimientos Volumétricos de Gas Seco.**

Estimar el volumen original de gas para el yacimiento descrito en la siguiente tabla de datos (histórico de producción y presión del yacimiento), utilizando la ecuación de balance de materia para un yacimiento volumétrico de gas seco donde la presión original del yacimiento a su descubrimiento fue de 4,000 psia.

Tabla 5.1 Histórico de Producción de un Yacimiento.

p_i [psia]	G_p [MMft ³ @c. s.]	z
4,000	0	0.80
3,500	2.45	0.73
3,000	4.92	0.66
2,500	7.88	0.60
2,000	11.20	0.55

Solución.

1.- Primero, debemos de calcular los valores que utilizaremos en nuestra gráfica. En la siguiente tabla se muestran los valores de las abscisas y de las coordenadas correspondientemente.

Tabla 5.2 Valores de la Figura 5.3.

G_p [MMft ³ @c. s.]	p/z [psia]
0	5,000
2.46	4,795
4.92	4,545
7.88	4,167
11.20	3,636

2.- Después, procedemos a realizar la gráfica de p/z vs. G_p (Figura 5.3) utilizando los datos en la **Tabla 5.2**.

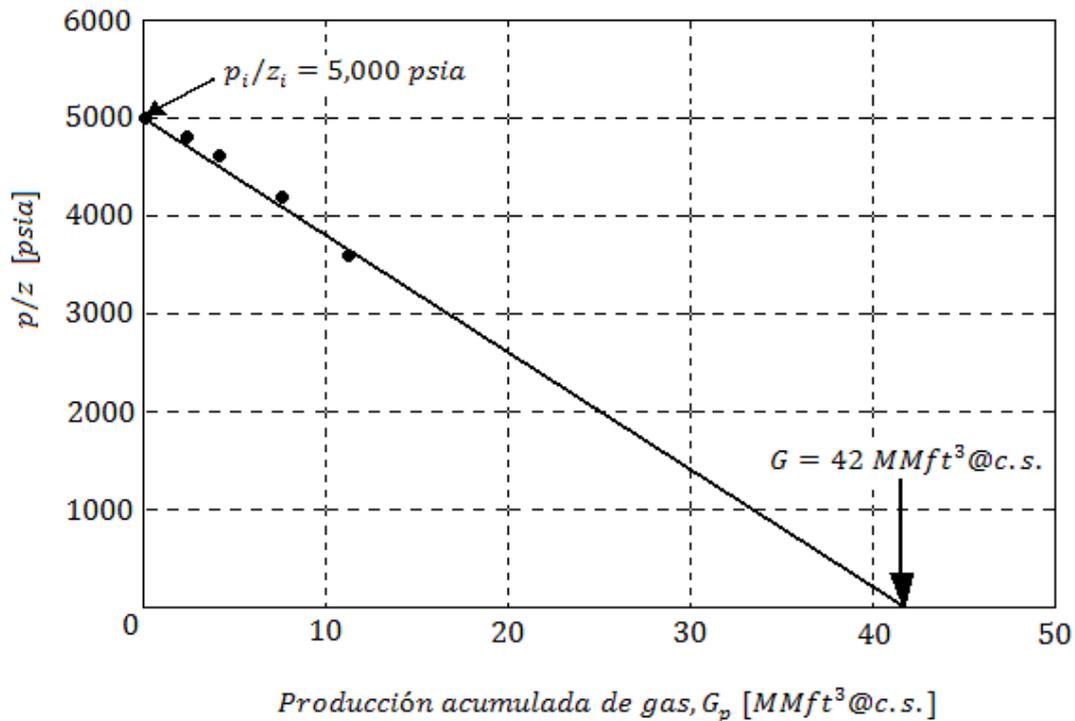


Figura 5.3 Solución Gráfica para la Ecuación de Balance de Materia de un Yacimiento Volumétrico de Gas Seco, del Ejemplo 5.1.

3.- Extrapolar la línea que mejor se ajusta a los datos hasta llegar al valor en el que $p/z = 0$ para obtener el volumen original de gas que es:

$$G = 42 \text{ MMft}^3 @ c. s.$$

Nótese que, si no se tiene disponible el dato de la presión inicial del yacimiento, nosotros podríamos estimar p_i extrapolando la misma línea pero para cuando $G_p = 0$.

Además, podemos observar que la tendencia de los datos (una línea recta), sugiere que se trata de un yacimiento volumétrico sin fuentes de energía

externas, por lo que tenemos la oportunidad de suponer que el mecanismo predominante de empuje es la expansión del gas.

5.2 Ecuaciones de Balance de Materia para Yacimientos de Gas Seco con Entrada de Agua

En el tema anterior se dedujo la ecuación de balance de materia para un yacimiento volumétrico de gas. Una suposición crítica en esta deducción es que el VP ocupado por el gas se mantiene constante a través de toda la vida productiva del yacimiento. Sin embargo, si el yacimiento está sujeto a una entrada de agua debido a un acuífero, este VP se reduce a una cantidad igual a la de la invasión de agua. Por esto mismo, el agua que entra al yacimiento provee una importante fuente de energía al yacimiento (mantenimiento de presión) que debe de ser considerada en los cálculos de balance de materia.

Es posible encontrar la ecuación de balance de materia para un sistema con empuje de agua, al igualar el VP ocupado por el gas a condiciones iniciales con aquel ocupado por el gas a condiciones tardías (con alguna producción), más el cambio del VP resultante de la entrada de agua (**Fig. 5.4**).

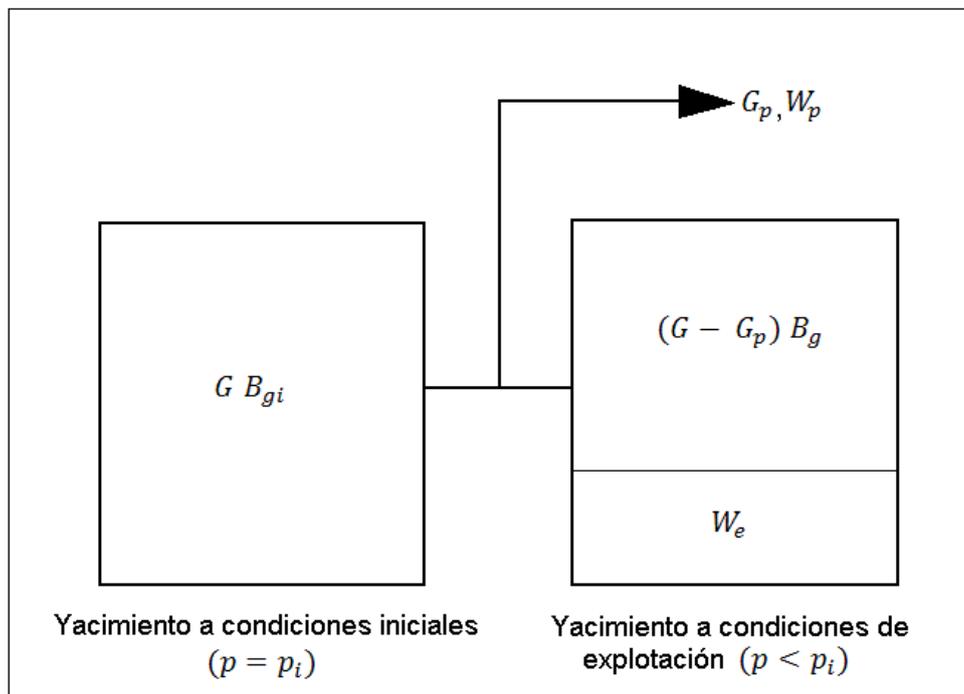


Figura 5.4 Modelo de Balance de Materia, Mostrando los Cambios en las Saturaciones dentro del VP de un Yacimiento de Gas Seco con Entrada de Agua.

Una forma general de esta ecuación de balance de materia es:

$$GB_{gi} = (G - G_p)B_g + \Delta V_p \dots \dots \dots (5.5)$$

Donde GB_{gi} = VP ocupado por el gas a condiciones iniciales de presión, blsc.y.; $(G - G_p)$ = VP ocupado por el gas después de alguna producción con una presión menor a la inicial, blsc.y.; y ΔV_p = cambio en el VP ocupado por el gas después de alguna producción debido a la entrada de agua, blsc.y.

En la **Fig. 5.4**, se puede observar que el cambio en el VP a condiciones de explotación es afectado no solo por el volumen de la entrada de agua sino también por la cantidad de agua producida en la superficie:

$$\Delta V_p = W_e - W_p B_w \dots \dots \dots (5.6)$$

La cual representa la entrada neta de agua. Si introducimos la ec. 5.6 en la ec. 5.5 obtenemos:

$$GB_{gi} = (G - G_p)B_g + W_e - W_p B_w \dots \dots \dots (5.7)$$

Si la entrada de agua y la producción de agua son ignoradas, una gráfica de p/z vs. G_p , parecería una línea recta en un principio pero eventualmente se desviará de la línea. Esta desviación ocurrirá muy pronto si se tiene un fuerte empuje de agua y ocurrirá más tarde si la invasión de agua es débil. Bruns et al.²² mostró en sus trabajos que se presentan errores grandes en los cálculos del volumen de gas en yacimiento si los efectos de la entrada de agua son ignorados en las ecuaciones de balance de materia.

Antes de que los efectos de la entrada de agua al yacimiento fueran completamente entendidos, las desviaciones de la línea recta en la gráfica de p/z vs. G_p , comúnmente eran atribuidas a errores de medición. En algunos casos, errores en la medición de la presión en el campo pueden disfrazar los efectos de una entrada de agua, especialmente si se trata de un empuje de agua débil; sin embargo, desviaciones consistentes de una línea recta sugieren

que el yacimiento no es volumétrico y que se le suministra una fuente de energía adicional.

Adicionalmente Bruns et al.²² comenta en sus trabajos que dichas desviaciones dependen de la fuerza del mantenimiento de presión debida al acuífero y de las propiedades del mismo además de que dependen también de la geometría del yacimiento y del acuífero asociado.

Si el volumen original de gas inicial es conocido por medio de otros recursos, como los cálculos volumétricos, es posible calcular W_e de la ec. 5.7. Sin embargo en la práctica, comúnmente se desconocen tanto W_e como G , y los cálculos del volumen original de gas en yacimiento deben de ser independientes a los de la entrada de agua que invade al yacimiento. Por esto, en la siguiente sección se estudiarán tres métodos para calcular el volumen de la entrada de agua que invade al yacimiento.

5.3 Métodos para Calcular la Entrada de Agua

La entrada de agua al yacimiento se presenta cuando se tiene una reducción en la presión del yacimiento debida a una producción del gas. Esta entrada de agua tiende a mantener, ya sea parcialmente o totalmente, la presión del yacimiento. En general, la eficiencia del mantenimiento de presión y los gastos de la entrada de agua están gobernados por las características propias de cada acuífero, como son la permeabilidad, el grosor de la arena productora, la extensión areal, y el histórico de presión a lo largo del contacto original gas-agua. Debemos notar que, en la práctica, calcular exactamente la cantidad de agua que invade a un yacimiento es casi imposible, básicamente por la falta de datos para caracterizar el acuífero (especialmente su geometría y su continuidad areal) completamente. Debido a que rara vez se perforan pozos intencionalmente para obtener información del acuífero, esta información se debe de suponer o inferir de las características geológicas del yacimiento.

De manera general, los acuíferos se pueden clasificar como de empuje lateral de agua, donde el agua entra hacia el yacimiento por los flancos y los de empuje inferior de agua, los cuales se presentan en yacimientos con una extensión areal grande y en donde el acuífero se encuentra inmerso en la parte baja de la estructura geológica del yacimiento. El método de *van Everdingen y Hurst*¹⁶ y el de *Carter y Tracy*¹⁷ son aplicables únicamente para la geometría de empuje lateral de agua o para geometrías combinadas que pueden ser modeladas como una entrada de agua por los flancos, mientras que el método

de *Fetkovich*¹⁸ es aplicable para todas las geometrías de entrada de agua. Existen otros autores que retoman el problema para el tipo de acuífero que invade desde la parte inferior, proponiendo otros modelos y ecuaciones para este tipo de geometrías.

En este trabajo de tesis, discutiremos los métodos de *van Everdingen* y *Hurst*, *Carter* y *Tracy*, y el de *Fetkovich*.

➤ 5.3.1 El Método de *van Everdingen-Hurst*¹⁶

En 1949, *van Everdingen* y *Hurst* presentaron un modelo de flujo transitorio para predecir la entrada de agua. Como se muestra en la **Figura 5.5**, el sistema acuífero-yacimiento es modelado como dos cilindros concéntricos.

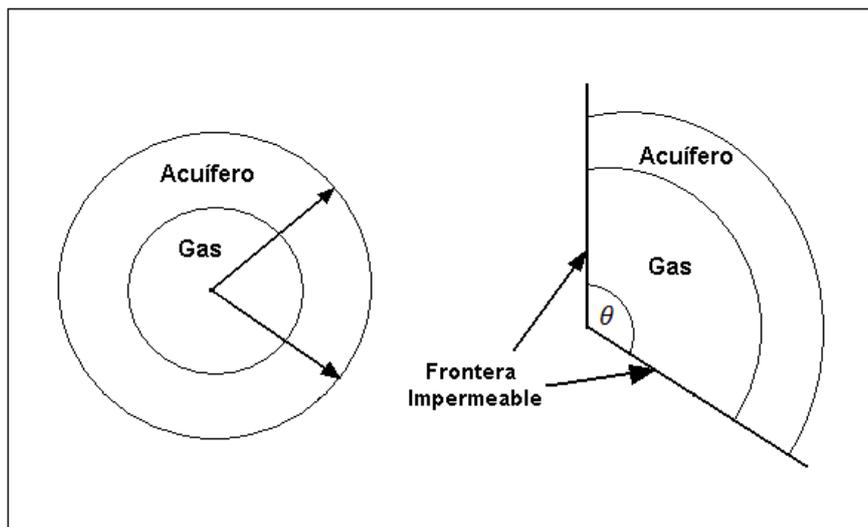


Figura 5.5 Modelo de la Geometría Radial para el Método de Cálculo de la Entrada de Agua de *van Everdingen-Hurst*.

La superficie del cilindro interno, definida por el radio r_r , representa la frontera del yacimiento con el acuífero, mientras que la superficie externa es la frontera del acuífero definida por r_a . El flujo radial del agua del acuífero hacia el yacimiento se puede modelar matemáticamente con la ecuación de difusión radial

$$\frac{\partial^2 p_D}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial p_D}{\partial r_D} = \frac{\partial p_D}{\partial t_D} \dots\dots\dots (5.8)$$

Este método también se puede aplicar a geometrías de flujo lineales, simplemente los términos de las longitudes cambian a como se muestra en la **Figura 5.6**.

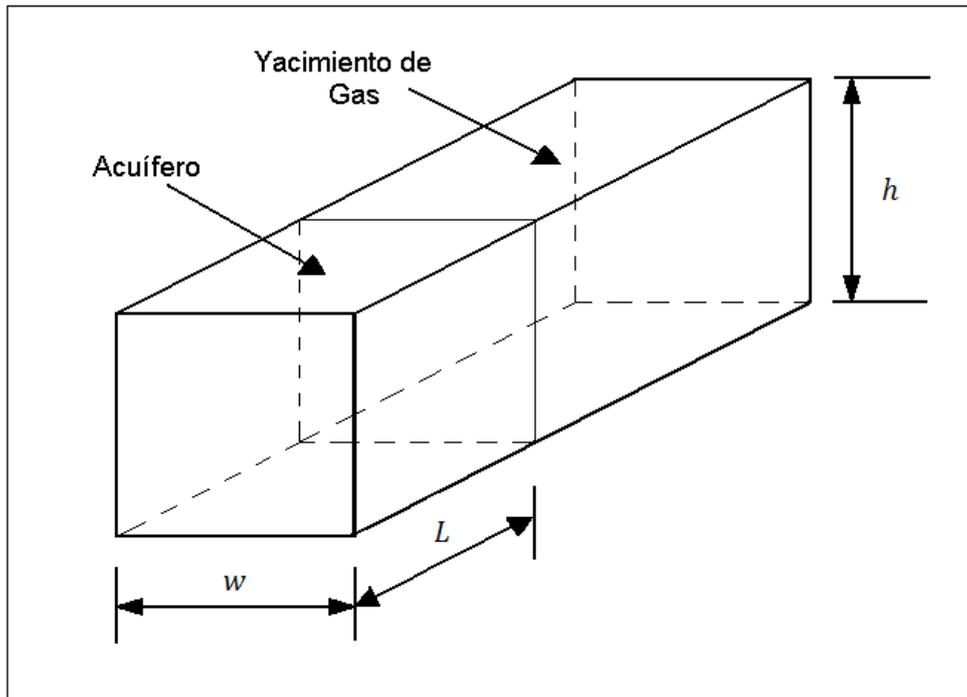


Figura 5.6 Modelo de la Geometría de Flujo Lineal para el Método de *van Everdingen-Hurst*.

El procedimiento de cálculo paso a paso, para conocer el volumen de agua proveniente del acuífero que invade al yacimiento con el método de *van Everdingen-Hurst* se presenta a continuación:

1.- Primero debemos de calcular el valor de una constante de ajuste para este método, B , la cual es adimensional y está definida por la siguiente ecuación.

Flujo Radial

$$B = 1.119\phi c_a h r_r^2 \left(\frac{\theta}{360} \right) \dots\dots\dots (5.9)$$

Flujo Lineal

$$B = 0.178\phi c_a h L \dots\dots\dots (5.10)$$

2.- Para cada periodo de tiempo que tenemos en el histórico de presiones, como se muestra en la **figura 5.7**, se debe de calcular una Δp definida por:

$$\Delta p_n = \frac{1}{2}(p_{n-2} - p_n) \dots\dots\dots (5.11)$$

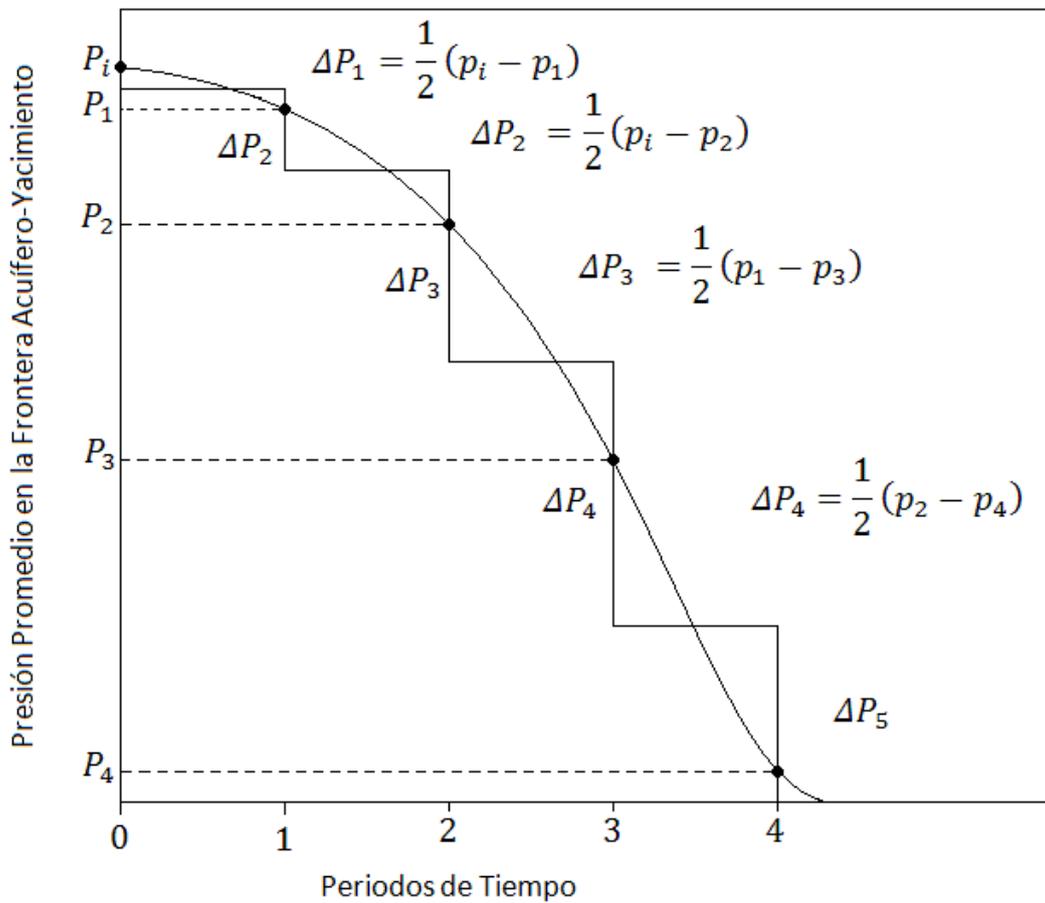


Figura 5.7 Aproximación de la Presión, Paso a Paso para el Método de van Everdingen-Hurst.

3.- Calcular para cada periodo de tiempo su respectivo tiempo adimensional. Este método se puede aplicar para dos diferentes geometrías de flujo, radial y lineal, para las cuales se cuenta con sus respectivas ecuaciones.

Flujo Radial

$$t_D = \frac{0.00633kt}{\phi\mu c_a r^2} \dots\dots\dots (5.12)$$

Flujo Lineal

$$t_D = \frac{0.00633kt}{\phi\mu c_a L^2} \dots\dots\dots (5.13)$$

4.- Para cada t_D calculado en el paso anterior, debemos de calcular una entrada de agua acumulada adimensional, $Q_{pD}(t_D)$. Para un acuífero que actúa como infinito y dependiendo del valor obtenido de t_D , debemos utilizar las siguientes ecuaciones:

Para $t_D < 0.01$,

$$Q_{pD}(t_D) = 2 \sqrt{\frac{t_D}{\pi}} \dots\dots\dots (5.14)$$

Para $0.01 < t_D < 200$,

$$Q_{pD}(t_D) = \frac{1.2838t_D^{1/2} + 1.1932t_D + 0.269872t_D^{3/2} + 0.00855294t_D^2}{1 + 0.616599t_D^{1/2} + 0.0413008t_D} \dots\dots\dots (5.15)$$

Para $t_D > 200$,

$$Q_{pD}(t_D) = \frac{-4.29881 + 2.02566t_D}{\ln(t_D)} \dots\dots\dots (5.16)$$

Nótese que este valor se debe de calcular para cada tiempo adimensional.

5.- Por último, debemos de calcular la entrada de agua acumulada del acuífero hacia el yacimiento, $W_e(t_n)$, para cada intervalo de tiempo, con la siguiente ecuación:

$$W_e(t_{Dn}) = B \sum_{i=1}^n \Delta p_i Q_{pD} (t_n - t_{i-1})_D \dots \dots \dots (5.17)$$

En esta solución se supone que las caídas de presión se mantienen constantes, de otra forma el gasto de la entrada de agua se debería de suponer constante para calcular las caídas de presión en la frontera acuífero-yacimiento. Aquí sólo se presenta la solución para conocer la entrada de agua, ya que para los Ingenieros de yacimientos es más importante conocer el volumen de agua que entra al yacimiento que conocer las caídas de presión en la frontera acuífero-yacimiento.

Al llegar al último intervalo de tiempo con esta ecuación, obtendremos el volumen total de agua del acuífero, que ha invadido al yacimiento. Nótese que esta ecuación únicamente se debe de utilizar para intervalos iguales de tiempo, aunque este método también se puede utilizar para intervalos diferentes de tiempo con algunas pequeñas modificaciones. A continuación se presenta un ejemplo para ilustrar mejor el método.

➤ ***Ejemplo 5.2 Método de van Everdingen-Hurst para Estimar la Entrada de Agua.***

Calcular la entrada de agua para el siguiente sistema acuífero-yacimiento radial. Suponga que es un acuífero que actúa de manera infinita. A continuación se presentan las propiedades calculadas del acuífero.

Datos:

$$\phi = 0.209$$

$$\mu = 0.25 \text{ cp}$$

$$\theta = 180^\circ$$

$$k = 275 \text{ md}$$

$$c_a = 6 \times 10^{-6} \text{ psia}^{-1}$$

$$h = 19.2 \text{ ft}$$

$$r_r = 5,807 \text{ ft}$$

Tabla 5.3. Resumen del Histórico de la Presión en la Frontera Yacimiento-Acuífero para el Ejemplo 5.2.

Tiempo [días]	p_r [psia]
0	3,793
91.5	3,788
183.0	3,774
247.5	3,748
366.0	3,709
457.5	3,680
549.0	3,643

Solución.

1.- Calcular el valor de B , la cual es una constante de este método, utilizando la ecuación 5.34.

$$B = 1.119\phi c_a h r_r^2 \left(\frac{\theta}{360} \right)$$

Por lo tanto, utilizando los datos de este ejemplo, llegamos al siguiente valor para el Volumen Original de Gas en yacimiento:

$$B = 1.119 \left(\overbrace{0.209}^{\phi} \right) \left(\overbrace{6 \times 10^{-6}}^{c_a} \right) \left(\overbrace{19.2}^h \right) \left(\overbrace{(5,807)^2}^{r_r^2} \right) \left(\frac{\overbrace{180}^{\theta}}{360} \right)$$

$$B = 454.3 \text{ blsc.y./psi}$$

2.- Para cada periodo de tiempo que tenemos en el histórico de presiones (Tabla 5.3), debemos de calcular una Δp definida por la ecuación 5.11:

$$\Delta p_n = \frac{1}{2} (p_{n-2} - p_n)$$

Tomando el primer periodo de tiempo $n = 1$. Como es el primer periodo de tiempo y al no haber periodo $n - 2$, se toma entonces el periodo $n - 1$, es decir p_i ;

$$\Delta p_1 = \frac{1}{2} (p_i - p_1) = \frac{1}{2} (3,793 - 3,788) = 2.5 \text{ psi}$$

Para $n = 2$. En este caso ya hay periodo $n - 2$ que es p_i .

$$\Delta p_2 = \frac{1}{2}(p_i - p_2) = \frac{1}{2}(3,793 - 3,774) = 9.5 \text{ psi}$$

Así, hasta $n = 6$

$$\Delta p_6 = \frac{1}{2}(p_4 - p_6) = \frac{1}{2}(3,709 - 3,643) = 33.0 \text{ psi}$$

3.- Como se trata de una geometría de flujo radial para cada periodo de tiempo su respectivo tiempo adimensional es:

$$t_D = \frac{0.00633kt}{\phi\mu c_a r_r^2} = \frac{(0.00633)(275)t}{(0.209)(0.25)(6 \times 10^{-6})(5,807)^2} = 0.165t.$$

Por ejemplo, para $t = 91.5 \text{ dias}$, le corresponde:

$$t_D = 0.165(91.5) = 15.1$$

Y así para todos los periodos de tiempo en los que se tienen las mediciones de la presión. Nótese que todos los periodos de tiempo son múltiplos del primero, es decir Δt es constante.

4.- Para cada t_D calculada en el paso anterior, debemos de calcular una entrada de agua acumulada adimensional, $Q_{pD}(t_D)$. Para el valor obtenido de $t_D = 15.1$ debemos utilizar la ecuación:

Para $0.01 < t_D < 200$,

$$Q_{pD}(t_D) = \frac{1.2838t_D^{1/2} + 1.1932t_D + 0.269872t_D^{3/2} + 0.00855294t_D^2}{1 + 0.616599t_D^{1/2} + 0.0413008t_D} \dots \dots \dots (5.15)$$

$$Q_{pD}(t_D)$$

$$= \frac{1.2838(15.1)^{1/2} + 1.1932(15.1) + 0.269872(15.1)^{3/2} + 0.00855294(15.1)^2}{1 + 0.616599(15.1)^{1/2} + 0.0413008(15.1)}$$

$$= 10.1$$

Y así sucesivamente para cada uno de los 6 tiempos adimensionales calculados en el paso 3, como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 5.4 Resumen de los Resultados para los Lapsos Intermedios de Tiempo.

n	Tiempo [días]	t_{Dn}	p [psia]	Δp_n [psi]	$Q_{pD}(t_{Dn})$
0	0	0	3,793	0	0
1	91.5	15.1	3,788	2.5	10.1
2	183.0	30.2	3,774	9.5	17.0
3	274.5	45.3	3,748	20.0	23.1
4	366.0	60.4	3,709	32.5	29.0
5	457.5	75.5	3,680	34.0	34.5
6	549.0	90.6	3,643	33.0	40.0

5.- Por último se debe de calcular la entrada de agua con la ecuación 5.17.

$$W_e(t_{Dn}) = B \sum_{i=1}^n \Delta p_i Q_{pD}(t_n - t_{i-1})_D$$

Por ejemplo para $n = 1$:

$$W_e(t_{Dn}) = B \sum_{i=1}^1 \Delta p_i Q_{pD}(t_1 - t_{i-1})_D$$

$$= B [\Delta p_1 Q_{pD}(t_1 - t_0)_D] = B [\Delta p_1 Q_{pD}(t_{D1})]$$

$$= 454.3[(2.5)(10.1)]$$

$$= 11,471 \text{ bls@c. y.}$$

De manera similar para $n = 6$:

$$\begin{aligned}
 W_e(t_{Dn}) &= B \sum_{i=1}^6 \Delta p_i Q_{pD} (t_6 - t_{i-1})_D \\
 &= B [\Delta p_1 Q_{pD}(t_6 - t_0)_D + \Delta p_2 Q_{pD}(t_6 - t_1)_D + \Delta p_3 Q_{pD}(t_6 - t_2)_D \\
 &\quad + \Delta p_4 Q_{pD}(t_6 - t_3)_D + \Delta p_5 Q_{pD}(t_6 - t_4)_D + \Delta p_6 Q_{pD}(t_6 - t_5)_D] \\
 &= B [\Delta p_1 Q_{pD}(t_{D6}) + \Delta p_2 Q_{pD}(t_{D5}) + \Delta p_3 Q_{pD}(t_{D4}) + \Delta p_4 Q_{pD}(t_{D3}) \\
 &\quad + \Delta p_5 Q_{pD}(t_{D2}) + \Delta p_6 Q_{pD}(t_{D1})] \\
 &= 454.3[(2.5)(40.0) + (9.5)(34.5) + 20(29.0) + (32.5)(23.1) \\
 &\quad + (34)(17.0) + (33)(10.1)]
 \end{aligned}$$

$$W_e(t_{Dn}) = 1,212,890 \text{ bls@c.y. de entrada de agua total.}$$

En la siguiente tabla se resumen todos los resultados finales.

Tabla 5.5 Resultados del Ejercicio 5.2.

n	Tiempo [días]	p [psia]	W_e [bls@c.y.]
0	0	3,793	0
1	91.5	3,788	11,471
2	183.0	3,774	62,898
3	274.5	3,748	191,374
4	366.0	3,709	436,219
5	457.5	3,680	781,237
6	549.0	3,643	1,212,890

➤ 5.3.2 El Método de Carter y Tracy¹⁷

El método de *van Everdingen-Hurst* fue desarrollado de soluciones exactas de la ecuación de difusión radial y por esto provee una técnica rigurosamente correcta para calcular la entrada de agua. Para reducir la complejidad de los

cálculos de la entrada de agua, *Carter y Tracy* propusieron una técnica de cálculo que no requiere una superposición y que permite calcular directamente la entrada de agua.

Debemos de señalar que, a diferencia del método de *van Everdingen-Hurst*, el método de *Carter-Tracy* no es una solución exacta de la ecuación de difusión, pero es una aproximación. *Agarwal*¹⁴ en uno de sus trabajos de investigación, expone que el método de *Carter-Tracy* es una alternativa bastante aproximada a la más tediosa metodología de *van Everdingen-Hurst*. La ventaja principal de este método es que se puede calcular la entrada de agua directamente sin superposición.

El método de *Carter-Tracy*, el cual es aplicable para acuíferos que actúan como finitos e infinitos, se ilustra en el siguiente procedimiento de cálculo y con su aplicación en el ejemplo 5.3 que a continuación se muestran:

1.- Primero, se debe de calcular el mismo parámetro B, de *van Everdingen-Hurst*, de acuerdo al tipo de flujo existente.

Flujo Radial

$$B = 1.119\phi c_a h r_r^2 \left(\frac{\theta}{360} \right) \dots \dots \dots (5.18)$$

Flujo Lineal

$$B = 0.178\phi c_a h L \dots \dots \dots (5.19)$$

2.- Calcular el cambio de presión, Δp_n , para cada periodo de tiempo.

$$\Delta p_n = p_{aq,i} - p_n \dots \dots \dots (5.20)$$

3.- Calcular los tiempos adimensionales de *van Everdingen-Hurst*, t_D , que corresponden a cada periodo de tiempo en el histórico de producción.

Flujo Radial

$$t_D = \frac{0.00633kt}{\phi\mu c_a r_r^2} \dots \dots \dots (5.21)$$

Flujo Lineal

$$t_D = \frac{0.00633kt}{\phi\mu c_a L^2} \dots\dots\dots (5.22)$$

4.- Para cada t_D calculado en el paso anterior, calcular una p_D y una p'_D .

Para un acuífero que actúa como infinito y con una geometría de flujo radial, utilizaremos las siguientes ecuaciones para calcular las presiones adimensionales correspondientes a cada periodo de tiempo adimensional calculados en el paso anterior.

$$p_D(t_D) = \frac{370.529 t_D^{1/2} + 137.582 t_D + 5.69549 t_D^{3/2}}{328.834 + 265.488 t_D^{1/2} + 45.2157 t_D + t_D^{3/2}} \dots\dots\dots (5.23)$$

Y

$$p'_D(t_D) = \frac{716.441 + 46.7984 t_D^{1/2} + 270.038 t_D + 71.0098 t_D^{3/2}}{1,296.86 t_D^{1/2} + 1,204.73 t_D + 618.618 t_D^{3/2} + 538.072 t_D^2 + 142.41 t_D^{5/2}} \dots\dots\dots (5.24)$$

5.- Por último se debe de calcular la entrada de agua. Con la sig. ecuación:

$$W_{en} = W_{en-1} + (t_{Dn} - t_{Dn-1}) \left[\frac{B\Delta p_n - W_{en-1}p'_D(t_{Dn})}{p_D(t_{Dn}) - t_{Dn-1}p'_D(t_{Dn})} \right] \dots\dots\dots (5.25)$$

Ejemplo 5.3. Método de Carter y Tracy para Estimar la Entrada de Agua.

Calcular la entrada de agua para el sistema yacimiento-acuífero radial descrito en el ejemplo 5.2. La **Tabla 5.6** (Idéntica a la **Tabla 5.3** del ejercicio 5.2) presenta el histórico de presiones en la frontera yacimiento-acuífero. Suponer que es un acuífero que actúa como infinito. Las propiedades del acuífero se dan a continuación.

Datos:

$$\phi = 0.209$$

$$\mu = 0.25 \text{ cp}$$

$$\theta = 180^\circ$$

$$k = 275 \text{ md}$$

$$c_a = 6 \times 10^{-6} \text{ psia}^{-1}$$

$$h = 19.2 \text{ ft}$$

$$r_r = 5,807 \text{ ft}$$

Tabla 5.6 Resumen del Histórico de la Presión en la Frontera Yacimiento-Acuífero para el Ejemplo 5.3.

Tiempo [días]	p_r [psia]
0	3,793
91.5	3,788
183.0	3,774
247.5	3,748
366.0	3,709
457.5	3,680
549.0	3,643

Solución.

1.- Calculando el parámetro B .

$$B = 1.119\phi c_a h r_r^2 \left(\frac{\theta}{360} \right)$$

$$= 1.119(0.209)(6 \times 10^{-6})(19.2)(5,807)^2 \left(\frac{180}{360} \right)$$

$$B = 454.3 \text{ bls@c. y.}$$

2.- Para cada periodo de tiempo, calcular Δp_n con la ecuación 5.20.

$$\Delta p_n = p_{aq,i} - p_n$$

Por ejemplo para $n = 1$

$$\Delta p_1 = p_{aq,i} - p_1 = 3,793 - 3,788 = 5 \text{ psi}$$

para $n = 2$

$$\Delta p_2 = p_{aq,i} - p_2 = 3,793 - 3,774 = 19 \text{ psi}$$

para $n = 3$

$$\Delta p_3 = p_{aq,i} - p_3 = 3,793 - 3,748 = 45 \text{ psi}$$

Y así sucesivamente hasta $n = 6$, para este ejemplo.

3.- Calcular los tiempos adimensionales que corresponden a los tiempos en la **Tabla 5.6**. Utilizando la ecuación 5.21 por ser flujo radial.

$$t_D = \frac{0.00633kt}{\phi\mu c_a r_r^2} = \frac{0.00633(275)t}{(0.209)(0.25)(6 \times 10^{-6})(5,807)^2}$$

$$t_D = 0.165 t$$

Ahora, si tomamos como ejemplo $t = 91.5$ días,

$$\text{Entonces } t_D = 0.165(91.5) = 15.1$$

Y así para cada periodo de tiempo en la **Tabla 5.6**.

4.- Calcular $p_D(t_D)$ con la ec. 5.23 y $p'_D(t_D)$ con la ecuación 5.24, utilizando todos los t_D calculados en el paso 3.

Para la presión adimensional correspondiente a $t_D = 15.1$

$$p_D(t_D) = \frac{370.529t_D^{1/2} + 137.582t_D + 5.69549t_D^{3/2}}{328.834 + 265.488t_D^{1/2} + 45.2157t_D + t_D^{3/2}}$$

$$= \frac{370.529(15.1)^{1/2} + 137.582(15.1) + 5.69549(15.1)^{3/2}}{328.834 + 265.488(15.1)^{1/2} + 45.2157(15.1) + (15.1)^{3/2}}$$

$$p_D(t_D) = \mathbf{1.83}$$

$$p'_D(t_D) =$$

$$= \frac{716.441 + 46.7984t_D^{1/2} + 270.038t_D + 71.0098t_D^{3/2}}{1,296.86t_D^{1/2} + 1,204.73t_D + 618.618t_D^{3/2} + 538.072t_D^2 + 142.41t_D^{5/2}}$$

$$= \frac{716.441 + 46.7984(15.1)^{1/2} + 270.038(15.1) + 71.0098(15.1)^{3/2}}{1,296.86(15.1)^{1/2} + 1,204.73(15.1) + 618.618(15.1)^{3/2} + 538.072(15.1)^2 + 142.41(15.1)^{5/2}}$$

$$p'_D(t_D) = \mathbf{0.0296.}$$

En la siguiente tabla se muestran todos los demás resultados para cada periodo de tiempo:

Tabla 5.7. Resumen de Resultados, para el Ejemplo 5.3.

n	t	t_{Dn}	t_{Dn-1}	$t_{Dn} - t_{Dn-1}$	Δp_n	$p_D(t_{Dn})$	$p'_D(t_{Dn})$
0	0	0	0	0	0	0	0
1	91.5	15.1	0	15.1	5	1.83	0.0296
2	183.0	30.2	15.1	15.1	19	2.15	0.0155
3	274.5	45.3	30.2	15.1	45	2.34	0.0105

4	366.0	60.4	45.3	15.1	84	2.48	0.0080
5	457.5	75.5	60.4	15.1	113	2.59	0.0064
6	549.0	90.6	75.5	15.1	150	2.67	0.0054

5.- Calcular la entrada de agua utilizando la ecuación 5.25.

$$W_{en} = W_{en-1} + (t_{Dn} - t_{Dn-1}) \left[\frac{B\Delta p_n - W_{en-1}p'_D(t_{Dn})}{p_D(t_{Dn}) - t_{Dn-1}p'_D(t_{Dn})} \right]$$

Por ejemplo para $n = 1$

$$W_{e1} = W_{e0} + (t_{D1} - t_{D0}) \left[\frac{B\Delta p_1 - W_{e0}p'_D(t_{D1})}{p_D(t_{D1}) - t_{D0}p'_D(t_{D1})} \right]$$

$$W_{e1} = 0 + (15.1) \left[\frac{454.3(5) - 0}{1.83 - 0} \right]$$

$$W_{e1} = 18,743 \text{ bls@c. y.}$$

Para $n = 2$

$$W_{e2} = W_{e1} + (t_{D2} - t_{D1}) \left[\frac{B\Delta p_2 - W_{e1}p'_D(t_{D2})}{p_D(t_{D2}) - t_{D1}p'_D(t_{D2})} \right]$$

$$W_{e2} = 18,743 + (15.1) \left[\frac{454.3(19) - 18,743(0.0155)}{2.15 - 15.1(0.0155)} \right]$$

$$W_{e2} = 84,482 \text{ bls@c. y.}$$

Tabla 5.8 Resumen los Resultados Finales para el Ejercicio 5.3.

n	Tiempo [días]	p_r [psia]	W_e [bls@c.y.]
1	91.5	3,788	18,743
2	183.0	3,774	84,482
3	247.5	3,748	230,461
4	366.0	3,709	489,431
5	457.5	3,680	819,766
6	549.0	3,643	1,245,061

➤ **5.3.3 El Método de *Fetkovich***¹⁸

Para simplificar los cálculos de la entrada de agua aún más, *Fetkovich* propuso un modelo que utiliza el Índice de Productividad (IP) de un acuífero pseudo-estacionario y una ecuación de balance de materia para representar la compresibilidad del sistema. Al igual que el método de *Carter y Tracy*, el modelo de *Fetkovich* elimina el uso de superposición y por esto es mucho más simple que el método de *van Everdingen-Hurst*. Sin embargo, debido a que *Fetkovich* desprecia los periodos de tiempo transitorios al inicio de la explotación del yacimiento en estos cálculos, la entrada de agua calculada siempre será menor a los valores predichos por los otros dos métodos anteriores.

Basándose en las ecuaciones creadas para modelar el flujo de fluidos del yacimiento hacia el pozo, *Fetkovich* utilizó una ecuación de flujo para modelar la cantidad de agua que entra del acuífero al yacimiento. De igual manera, supone que la presión en la frontera yacimiento-acuífero se mantiene constante con el fin de conocer el gasto de agua que entra al yacimiento. Así, el gasto de la entrada de agua es:

$$q_w = \frac{dW_e}{dt} = J(\bar{p}_{aq} - p_r)^{n_D} \dots \dots \dots (5.26)$$

Donde, n_D , es el exponente para la ecuación de entrada de agua (para flujo Darciano $n_D = 1$; para flujo totalmente turbulento $n_D = 0.5$).

Suponiendo que el flujo del acuífero actúa obedeciendo las leyes de Darcy y que se mantiene en condiciones de flujo pseudo-estacionario, $n_D = 1$. Basándonos en la ecuación de balance de materia, la entrada de agua acumulada resultado de la expansión del acuífero es:

$$W_e = c_a W_i (p_{aq,i} - \bar{p}_{aq}) \dots \dots \dots (5.27)$$

Aunque este método fue desarrollado para acuíferos finitos, se puede utilizar también en acuíferos que actúan como infinitos. Para acuíferos infinitos, el método requiere que la relación del gasto de entrada de agua con las caídas de presión sea constante a través de toda la vida productiva del yacimiento. Bajo estas condiciones, debemos de utilizar el IP para acuíferos que actúan como infinitos.

El procedimiento de cálculo es el siguiente.

1.- Calcular el máximo volumen de agua, W_{ei} , del acuífero que podría entrar al yacimiento de gas si la presión del yacimiento fuera reducida a cero.

$$W_{ei} = c_a p_{aq,i} W_i \dots \dots \dots (5.28)$$

dónde:

$$W_i = \frac{\pi(r_a^2 - r_r^2)h\phi \left(\frac{\theta}{360}\right)}{5.615} \dots \dots \dots (5.29)$$

y

$$r_a = \sqrt{\left(\frac{43,560a}{\pi}\right) \left(\frac{360}{\theta}\right)} \dots \dots \dots (5.30)$$

Nótese que W_i depende de la geometría del yacimiento y del VP disponible para almacenar agua.

2.- Calcular J . Nótese que las ecuaciones resumidas en la siguiente tabla dependen de las condiciones de frontera y de la geometría de flujo del acuífero.

Tabla 5.9 Ecuaciones para Calcular el Índice de Productividad, J .

Tipo de frontera externa del acuífero	J para flujo radial	J para flujo lineal
Finita, sin flujo	$J = \frac{0.00708kh(\theta/360)}{\mu[\ln(r_a/r_r) - 0.75]}$	$J = \frac{3(0.001127)kwh}{\mu L}$
Finita, presión constante	$J = \frac{0.00708kh(\theta/360)}{\mu \ln(r_a/r_r)}$	$J = \frac{0.001127kwh}{\mu L}$
Infinita	$J = \frac{0.00708kh(\theta/360)}{\mu \ln\sqrt{0.0142kt/\phi\mu c_t r_r^2}}$	$J = \frac{kwh}{1,000\mu\sqrt{0.0633kt/\phi\mu c_t}}$

3.- Calcular cada una de las entradas de agua incremental, ΔW_{en} , del acuífero hasta el enésimo intervalo de tiempo:

$$\Delta W_{en} = \frac{W_{ei}}{p_{aq,i}} (\bar{p}_{aq,n-1} - \bar{p}_{rn}) \left[1 - \exp\left(-\frac{Jp_{aq,i}\Delta t_n}{W_{ei}}\right) \right] \dots \dots \dots (5.31)$$

dónde:

$$\bar{p}_{aq,n-1} = p_{aq,i} \left(1 - \frac{W_{e,n-1}}{W_{ei}} \right) \dots \dots \dots (5.32)$$

y

$$\bar{p}_{rn} = \frac{p_{rn-1} + p_{rn}}{2} \dots \dots \dots (5.33)$$

4.- Calcular por último la entrada de agua acumulada durante cada periodo de tiempo (al final de cada uno).

$$W_{en} = \sum_{i=1}^n \Delta W_{ei} \dots \dots \dots (5.34)$$

➤ **Ejemplo 5.4 Método de Fetkovich para Estimar la Entrada de Agua.**

Calcular la entrada de agua para el sistema yacimiento-acuífero radial descrito en el ejemplo 5.2. Suponer que es un acuífero finito con un área de 250,000 acres y que no tiene flujo hacia una frontera externa. La **tabla 5.10** (Idéntica a la **Tabla 5.3** del ejercicio 5.2) presenta el histórico de presiones en la frontera yacimiento-acuífero. Las propiedades del acuífero se dan a continuación.

Datos:

$$\phi = 0.209$$

$$\mu = 0.25 \text{ cp}$$

$$\theta = 180^\circ$$

$$k = 275 \text{ md}$$

$$c_a = 6 \times 10^{-6} \text{ psia}^{-1}$$

$$h = 19.2 \text{ ft}$$

$$r_r = 5,807 \text{ ft}$$

Tabla 5.10. Resumen del Histórico de la Presión en la Frontera Yacimiento-Acuífero para el Ejemplo 5.4.

Tiempo [días]	p_r [psia]
0	3,793
91.5	3,788
183.0	3,774
247.5	3,748
366.0	3,709
457.5	3,680
549.0	3,643

Solución.

1.- Primero debemos de calcular el radio del acuífero para conocer el volumen inicial del acuífero y consecuentemente calcular el máximo volumen de agua del acuífero, W_{ei} , que podría entrar al yacimiento.

$$r_a = \sqrt{\left(\frac{43,560a}{\pi}\right)\left(\frac{360}{\theta}\right)} = \sqrt{\frac{(43,560)(250,000)}{\pi}\left(\frac{360}{180}\right)}$$

$$r_a = 83,260 \text{ ft}$$

después,

$$W_i = \frac{\pi(r_a^2 - r_r^2)h\phi\left(\frac{\theta}{360}\right)}{5.615} = \frac{\pi(83,260^2 - 5,807^2)(19.2)(0.209)\left(\frac{180}{360}\right)}{5.615}$$

$$W_i = 7.744 \times 10^9 \text{ bls@c. y.}$$

consecuentemente,

$$W_{ei} = c_a p_{aq,i} W_i = (6 \times 10^{-6})(3,793)(7.744 \times 10^9)$$

$$W_{ei} = 176.3 \times 10^6 \text{ bls@c. y.}$$

Este es el valor máximo de agua que podría entrar al yacimiento si redujéramos la presión a cero, para este caso.

2.- Calcular J , Para flujo radial en un acuífero finito sin flujo en la frontera externa, de la **Tabla 5.9**:

$$J = \frac{0.00708kh\left(\frac{\theta}{360}\right)}{\mu[\ln(r_a/r_r) - 0.75]} = \frac{(0.00708)(275)(19.2)\left(\frac{180}{360}\right)}{0.25[\ln(83,260/5,807) - 0.75]}$$

$$J = 39.1 \frac{\text{bls@c. s.}}{\text{día} - \text{psia}}$$

3.- Para cada periodo de tiempo, debemos de calcular la entrada de agua incremental. Utilizando las ecuaciones 5.31, 5.32 y 5.33.

Para $n = 1$

$$\bar{p}_{aq0} = p_{aq,i} \left(1 - \frac{W_{e0}}{W_{ei}}\right) = 3,793 \left(1 - \frac{0}{176.254 \times 10^6}\right)$$

$$\bar{p}_{aq0} = 3,793 \text{ psia}$$

La presión promedio en la frontera yacimiento-acuífero es:

$$\bar{p}_{r1} = \frac{p_{r0} + p_{r1}}{2} = \frac{3,793 + 3,788}{2} = 3,790.5 \text{ psia}$$

Por lo tanto la entrada de agua para el primer periodo de tiempo es:

$$\begin{aligned} \Delta W_{e1} &= \frac{W_{ei}}{p_{aq,i}} (\bar{p}_{aq0} - \bar{p}_{r1}) \left[1 - \exp\left(-\frac{J p_{aq,i} \Delta t_1}{W_{ei}}\right)\right] \\ &= \frac{176.3 \times 10^6}{3,793} (3,793 - 3,790.5) \left[1 - \exp\left(-\frac{(39.1)(3,793)(91.5)}{176.3 \times 10^6}\right)\right] \end{aligned}$$

$$\Delta W_{e1} = 8,587 \text{ bls@c.y.}$$

De igual forma para $n = 2$:

$$\bar{p}_{aq1} = p_{aq,i} \left(1 - \frac{W_{e1}}{W_{ei}}\right) = 3,793 \left(1 - \frac{8,587}{176.3 \times 10^6}\right)$$

$$\bar{p}_{aq0} = 3,792.8 \text{ psia}$$

La presión promedio en la frontera yacimiento-acuífero es:

$$\bar{p}_{r2} = \frac{p_{r1} + p_{r2}}{2} = \frac{3,788 + 3,774}{2} = 3,781 \text{ psia}$$

Por lo tanto la entrada de agua para el segundo periodo de tiempo es:

$$\begin{aligned}\Delta W_{e2} &= \frac{W_{ei}}{p_{aq,i}} (\bar{p}_{aq1} - \bar{p}_{r2}) \left[1 - \exp\left(-\frac{Jp_{aq,i}\Delta t_2}{W_{ei}}\right) \right] \\ &= \frac{176.3 \times 10^6}{3,793} (3,792.8 - 3,781) \left[1 - \exp\left(-\frac{(39.1)(3,793)(91.5)}{176 \times 10^6}\right) \right]\end{aligned}$$

$$\Delta W_{e2} = 40,630 \text{ bls@c. y.}$$

4.- Calcular la entrada de agua acumulada para cada periodo de tiempo. Por ejemplo, para el final del primer periodo,

$$W_{e1} = \sum_{i=1}^{n=1} \Delta W_{ei} = \Delta W_{e1} = 8,587 \text{ bls @c. y.}$$

Similarmente, la entrada de agua al final del segundo periodo es:

$$W_{e2} = \sum_{i=1}^{n=2} \Delta W_{ei} = \Delta W_{e1} + \Delta W_{e2} = 8,587 + 40,630 \text{ Pts}$$

$$W_{e2} = 49,217 \text{ bls@c. y.}$$

Y así sucesivamente hasta llegar al último periodo de tiempo, para de esta forma obtener el valor de la cantidad total de agua que ha invadido a nuestro yacimiento.

Los valores obtenidos se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 5.11. Resumen todos los Resultados Obtenidos para Cada Periodo de Tiempo, del Ejemplo 5.4.

n	p_{rn}	\bar{p}_{rn}	$\bar{p}_{aq,n}$	$\bar{p}_{aq,n-1} - p_{rn}$	ΔW_e	W_e
	[psia]	[psia]	[psia]	[psia]	[bls@c.y.]	[bls@c.y.]
0	3,793	3,793.0	3,793.0	0	0	0
1	3,788	3,790.5	3,792.8	2.5	8,587	8,587
2	3,774	3,781.0	3,791.9	11.8	40,630	49,217
3	3,748	3,761.0	3,789.7	30.9	106,399	155,616
4	3,709	3,728.5	3,785.1	61.2	210,285	365,901
5	3,680	3,694.5	3,778.4	90.6	311,642	677,543
6	3,643	3,661.5	3,769.8	116.9	402,060	<u>1,079,603</u>

Donde observamos que **1,079,603** es la cantidad de Barriles (a condiciones de yacimiento) que han entrado al yacimiento a causa de la invasión del acuífero asociado a este.

5.4 Ecuaciones de Balance de Materia para Yacimientos Volumétricos Geopresurizados de Gas.

En los temas anteriores hemos analizado las ecuaciones de balance de materia para yacimientos volumétricos de gas seco, suponiendo que la expansión del gas es el mecanismo predominante de empuje y que la expansión de la roca y el agua congénita es tan pequeña durante la vida productiva del yacimiento que se puede considerar despreciable. Estas suposiciones son válidas para yacimientos sin ninguna anomalía en sus presiones o mejor conocidos como yacimientos normalmente presurizados (comúnmente con gradientes de presión entre 0.43 y 0.5 psi/ft), en los cuales las presiones son de bajas a moderadas y los efectos por la expansión del gas debido a su compresibilidad son mucho mayores que los efectos debidos a las compresibilidades de la roca y el agua congénita. Sin embargo, para yacimientos con presiones anormales o mejor conocidos como **Yacimientos Geopresurizados**, los gradientes de presión comúnmente son valores cercanos a 1 psi/ft. En estos y en otros yacimientos altamente presurizados, los cambios en la compresibilidad de la roca y del agua congénita podrían ser importantes y deben de ser considerados en las ecuaciones de balance de materia.

Recordando la ecuación 5.1, la cual es la siguiente:

$$GB_{gi} = (G - G_p)B_g \dots \dots \dots (5.1)$$

Recordemos también que esta ecuación se utiliza para yacimientos con presiones normales. Ahora para nuestra nueva ecuación debemos de incluir los efectos de la expansión del agua congénita y de la expansión de la roca. Consecuentemente obtenemos la siguiente ecuación:

$$GB_{gi} = (G - G_p)B_g + \Delta V_w + \Delta V_f \dots \dots \dots (5.35)$$

Donde ΔV_w , es la reducción del VP debido a la expansión del agua congénita y a la reducción de la presión inicial en el yacimiento, [Blis@c.y.]. Y donde ΔV_f , es la reducción del VP debido a la expansión de la formación (roca) a una presión menor que la inicial, [Blis@c.y.]. Esto mismo, lo podemos observar en la **Figura 5.8**, donde se ilustra la forma general de la ecuación de balance de materia para yacimientos geopresurizados.

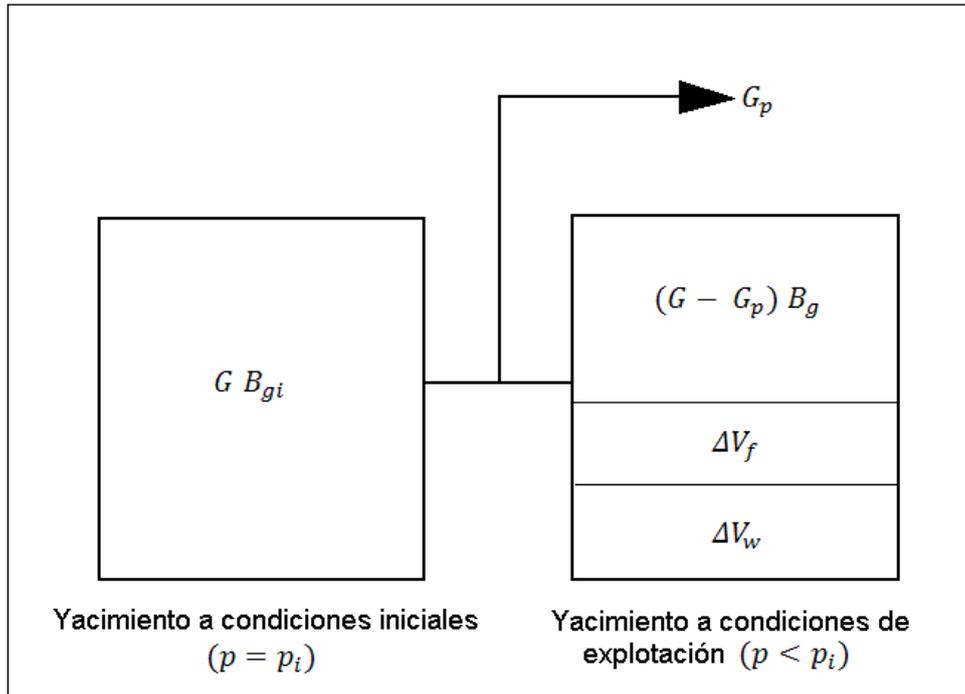


Figura 5.8. Modelo de Balance de Materia, Mostrando los Cambios en las Saturaciones dentro del VP de un Yacimiento Geopresurizado.

La expansión del agua congénita debida a un abatimiento de presión finito se puede representar matemáticamente con la compresibilidad isotérmica del agua:

$$c_w = -\frac{1}{V_w} \left(\frac{\partial V_w}{\partial p} \right)_T \cong -\frac{1}{V_{wi}} \frac{\Delta V_w}{\Delta p} \dots \dots \dots (5.36)$$

Dónde V_{wi} es el volumen inicial ocupado por el agua congénita. Nótese que se debe de poner un signo negativo debido a que no se comprime el volumen, sino que se expande. Y si de esta ecuación despejamos el término ΔV_w , Obtenemos que

$$\Delta V_w = -c_w V_{wi} \Delta p \dots \dots \dots (5.37)$$

Donde $\Delta p = p - p_i$. Adicionalmente podemos representar el volumen inicial de agua congénita en términos del volumen original de gas.

$$V_{wi} = \frac{S_{wi}GB_{gi}}{(1 - S_{wi})} \dots\dots\dots (5.38)$$

Ahora, si sustituimos la ecuación 5.38 dentro de la ecuación 5.37 y cambiamos los signos de Δp , tenemos entonces que $-\Delta p = p_i - p$, por lo tanto obtenemos que:

$$\Delta V_w = c_w \frac{S_{wi}GB_{gi}}{(1 - S_{wi})} (p_i - p) \dots\dots\dots (5.39)$$

De manera similar, la reducción del VP debida a la expansión de la roca almacenadora a condiciones de presión menores que la presión inicial se puede representar matemáticamente con:

$$c_f = \frac{1}{V_p} \left(\frac{\partial V_p}{\partial p} \right)_T \dots\dots\dots (5.40)$$

Y

$$\bar{c}_f = \frac{1}{V_{pi}} \frac{\Delta V_p}{\Delta p} \dots\dots\dots (5.41)$$

Donde \bar{c}_f es la compresibilidad promedio de la formación a través de una caída de presión finita, Δp . Ahora si despejamos de esta ecuación el término que representa el cambio en el volumen poroso, obtenemos la siguiente ecuación:

$$\Delta V_p = \bar{c}_f V_{pi} \Delta p \dots\dots\dots (5.42)$$

dónde como ya habíamos visto previamente, $\Delta p = p - p_i$. Ahora, de nuevo podemos expresar al volumen inicial de poros V_{pi} en términos del volumen original del gas y la saturación inicial de fluidos dentro del VP.

$$V_{pi} = \frac{GB_{gi}}{(1 - S_{wi})} \dots\dots\dots (5.43)$$

Ahora si introducimos la ecuación 5.43 dentro de la ecuación 5.42. Nótese que mientras el volumen de roca se expande, el VP disminuye, por lo tanto matemáticamente esto se puede traducir como $V_p = -V_f$. De este modo obtenemos la siguiente ecuación:

$$-\Delta V_p = c_f \frac{GB_{gi}}{(1 - S_{wi})} (p_i - p) = \Delta V_f \dots \dots \dots (5.44)$$

Una vez llegando a todas estas nuevas expresiones matemáticas para los términos de ΔV_w y ΔV_f (ecuación 5.39 y 5.44 respectivamente), podemos reescribir la ecuación 5.45 de la siguiente manera:

$$GB_{gi} = (G - G_p)B_g + c_w \frac{S_{wi}GB_{gi}}{(1 - S_{wi})} (p_i - p) + c_f \frac{GB_{gi}}{(1 - S_{wi})} (p_i - p) \dots \dots (5.45)$$

Si factorizamos términos semejantes obtenemos que:

$$GB_{gi} = (G - G_p)B_g + \frac{GB_{gi}(p_i - p)}{(1 - S_{wi})} (c_w S_{wi} + \bar{c}_f) \dots \dots \dots (5.46)$$

Despejando los términos G y G_p , obtenemos:

$$G - G_p = G \left[1 - \frac{(c_w S_{wi} + \bar{c}_f)(p_i - p)}{(1 - S_{wi})} \right] \frac{B_{gi}}{B_g} \dots \dots \dots (5.47)$$

Debido a la disponibilidad de los datos, es mejor recomodar la ecuación anterior substituyendo $B_{gi}/B_g = pz_i/p_i z$, para obtener:

$$\frac{p}{z} \left[1 - \frac{(c_w S_{wi} + \bar{c}_f)(p_i - p)}{(1 - S_{wi})} \right] = \frac{G}{G_p} \frac{p_i}{z_i} - \frac{p_i}{z_i} \dots \dots \dots (5.48)$$

Nótese que, cuando los efectos de la compresibilidad de la roca y el agua son tan pequeños que se pueden considerar despreciables, la ecuación 5.48 se reduce a la ecuación general de balance de materia para cuando la expansión del gas es la fuente primaria de energía para la producción de hidrocarburos (ecuación 5.4). Si no se incluyen adecuadamente los efectos de la compresibilidad de la roca y el agua congénita en el análisis de los yacimientos altamente presurizados, esto podría resultar en errores al calcular tanto el volumen original de gas en el yacimiento como en la estimación de las reservas de gas.

A continuación se presentan dos técnicas de análisis basadas en la ecuación 3.48 para realizar los cálculos necesarios en la explotación de yacimientos de gas volumétricos geopresurizados.

5.4.1 Cálculo del Volumen Original de Gas en Yacimiento Cuando se Conoce la Compresibilidad Promedio de la Formación.

Si suponemos que la compresibilidad promedio de la formación \bar{c}_f , se mantiene constante durante todo el tiempo de explotación del yacimiento, la ecuación 5.48 nos sugiere que debemos de hacer una gráfica de:

$$\frac{p}{z} \left[1 - \frac{(c_w S_{wi} + \bar{c}_f)(p_i - p)}{(1 - S_{wi})} \right] \text{ vs. } G_p$$

La cual será una línea recta que tendrá una pendiente igual a $-p_i/z_i G$ y una ordenada al origen igual a p_i/z_i . De esta manera, cuando $p_i/z_i = 0$, el valor del volumen del Gas producido será igual al Volumen Original de Gas, lo que se puede representar matemáticamente como $G_p = G$, así que la extrapolación de nuestra línea hasta que $p_i/z_i = 0$ nos arroja el valor de G . El ejemplo 5.5 nos ilustra esta técnica de análisis.

➤ Ejemplo 5.5. Cálculo del Volumen Original de Gas en Yacimiento con Ecuaciones de Balance de Materia para Yacimientos de Gas Geopresurizados.

Para los siguientes datos tomados de un yacimiento con presiones anormales (La Arena Anderson "L" ²⁰), calcular el Volumen Original de Gas en Yacimiento

utilizando la ecuación de balance de materia desarrollada para yacimientos volumétricos geopresurizados. Además, utiliza la ecuación de balance de materia desarrollada para yacimientos normalmente presurizados, y compara los resultados obtenidos para el valor de G . En la **Tabla 5.12** se muestran los históricos de presión y de producción del yacimiento.

Datos:

$$p_i = 9,507 \text{ psia}$$

$$c_w = 3.2 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

$$S_{wi} = 0.24$$

Gradiente de Presión = 0.843 psi/ft

$$\bar{c}_f = 19.5 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1} \text{ (se supone constante)}$$

Tabla 5.12 Datos de la Producción de un Yacimiento Geopresurizado.

p [psia]	z	G_p [MMft ³ @c. s.]
9,507	1.440	0
9,292	1.418	392.5
8,970	1.387	1,642.2
8,595	1.344	3,225.8
8,332	1.316	4,260.3
8,009	1.282	5,503.5
7,603	1.239	7,538.1
7,406	1.218	8,749.2
7,002	1.176	10,509.3
6,721	1.147	11,758.9
6,535	1.127	12,789.2
5,764	1.048	17,262.5
4,766	0.977	22,890.8
4,295	0.928	28,144.6
3,750	0.891	32,566.7
3,247	0.854	36,819.9

Solución.

1.- Primero debemos de calcular las presiones geopresurizadas y normales que serán los valores de las ordenadas en nuestras gráficas, estos valores se obtienen como lo indica la siguiente tabla:

Tabla 5.13 Resultado de las Operaciones Indicadas en la Parte Superior.

G_p [MMft ³ @c.s.]	p/z [psia]	$p/z[1 - (c_w S_{wi} + \bar{c}_f)(p_i - p)/(1 - S_{wi})]$ [psia]
0	6,602	6,602
392.5	6,553	6,515
1,642.2	6,467	6,374
3,225.8	6,395	6,239
4,260.3	6,331	6,133
5,503.5	6,247	5,998
7,538.1	6,136	5,825
8,749.2	6,081	5,740
10,509.3	5,954	5,556
11,758.9	5,860	5,424
12,789.2	5,799	5,339
17,262.5	5,500	4,951
22,890.8	4,878	4,261
28,144.6	4,628	3,985
32,566.7	4,209	3,563
36,819.9	3,802	3,167

2.- Ahora, ya que tenemos estos valores debemos de realizar las gráficas correspondientes.

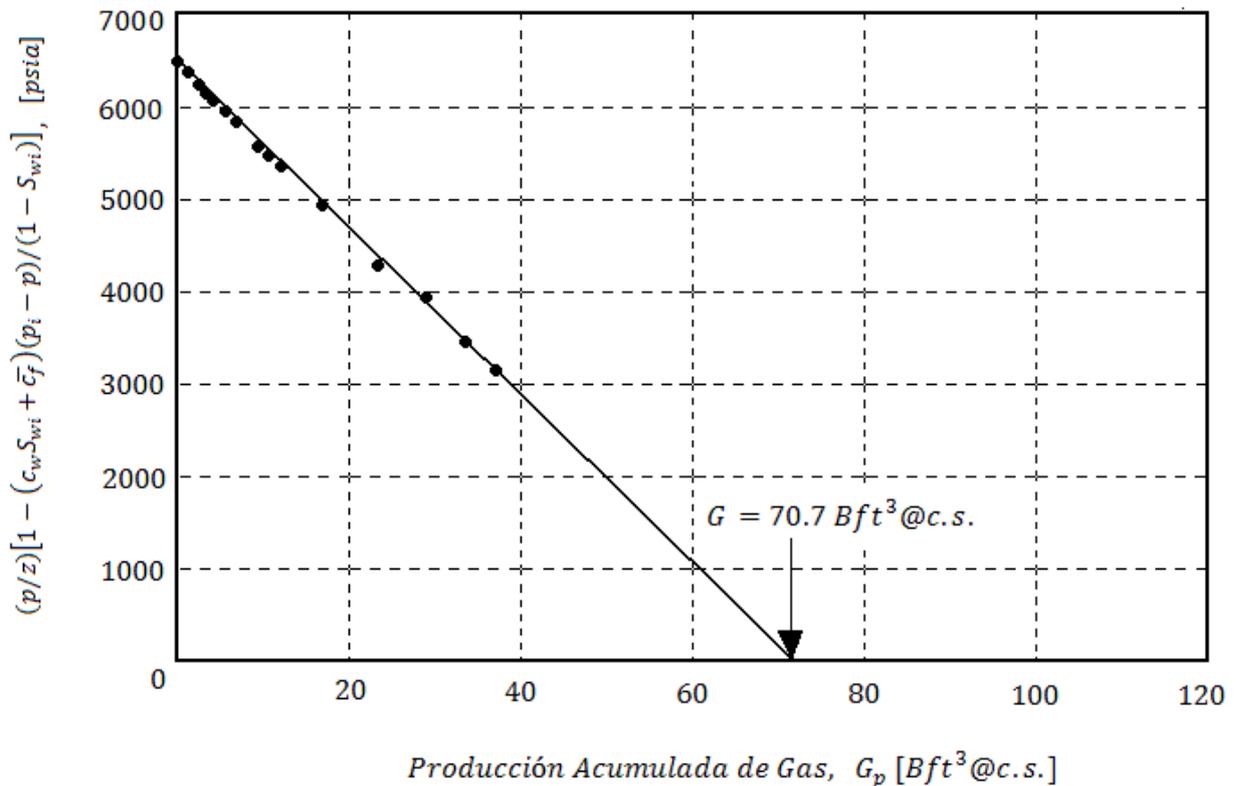


Figura 5.9 Solución Gráfica para la Ecuación de Balance de Materia de un Yacimiento Volumétrico Geopresurizado de Gas, Ejemplo 5.5.

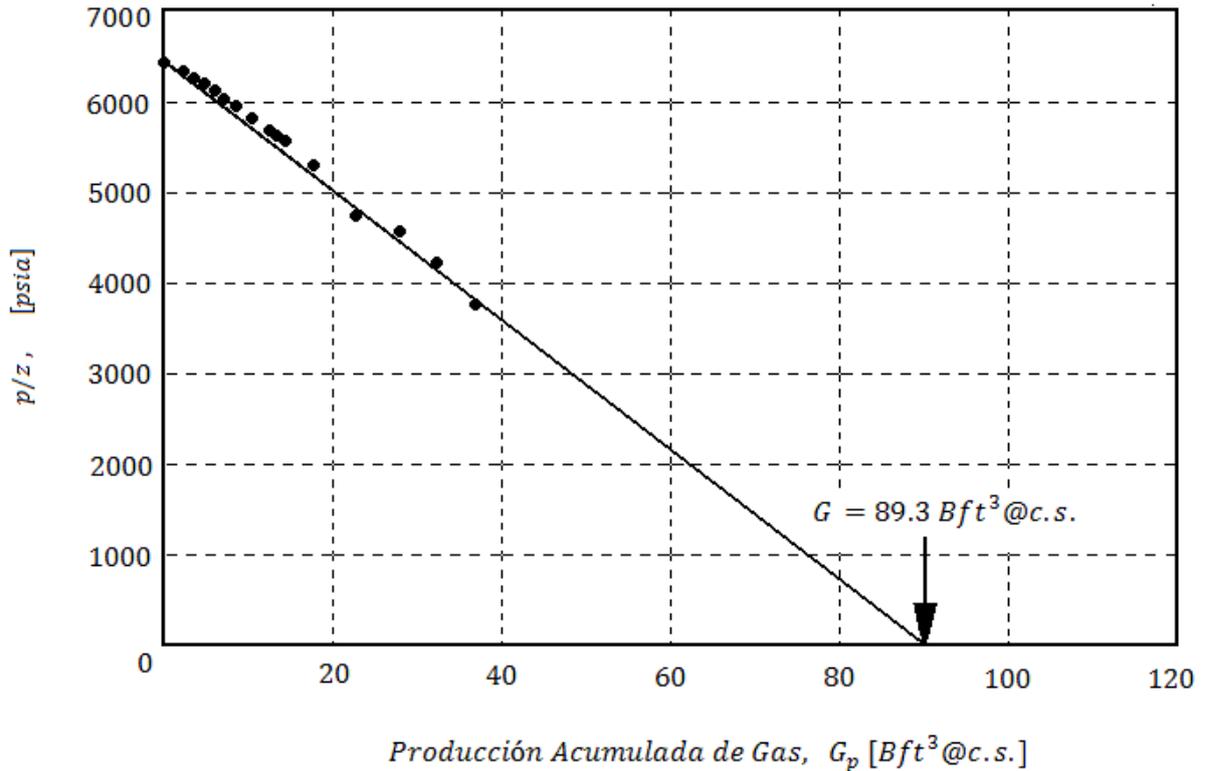


Figura 5.10 Análisis Incorrecto de la Solución Gráfica para la Ecuación de Balance de Materia de un Yacimiento Volumétrico Geopresurizado de Gas, Ejemplo 5.5.

3.- De las dos gráficas, se observa que la ordenada al origen es el valor de G , y estos valores son:

Yacimiento Geopresurizado.

$$G = 70.7 \times 10^6 \text{ Mft}^3$$

Yacimiento Normalmente Presurizado.

$$G = 89.3 \times 10^6 \text{ Mft}^3$$

Los resultados nos muestran que, si analizamos este Yacimiento Geopresurizado utilizando técnicas para yacimientos normalmente presurizados, vamos a cometer el error de sobreestimar el volumen original de gas por más de un 25%. Además, nótese que en la **figura 5.10**, en donde se aborda al problema como si fuera un yacimiento normalmente presurizado, los datos no se ajustan adecuadamente a la

línea recta que se sobrepone a ellos, por lo que desde que se observa este desajuste ya podemos suponer que la metodología que se está utilizando para resolver este problema el cual es un Yacimiento Geopresurizado, no es la adecuada.

Hasta ahora, desarrollamos una ecuación de balance de materia para yacimientos altamente presurizados o geopresurizados utilizando un solo valor de la compresibilidad de la formación a través de toda la vida productiva del yacimiento. Cuando en realidad, el valor de la compresibilidad de la formación generalmente va variando durante una caída de presión en el yacimiento, especialmente en aquellos altamente presurizados. Se debe mencionar también, que obtener el valor de la compresibilidad de la formación es muy difícil, incluso en el laboratorio no se tiene mucha precisión en el cálculo de este valor en función de los cambios en la presión de poro. En la siguiente sección, se presenta una técnica gráfica para calcular simultáneamente tanto el volumen original de gas en yacimiento como la compresibilidad promedio de la formación.

5.4.2 Determinación Simultánea del Volumen Original de Gas en Yacimiento y la Compresibilidad Promedio de la Formación

Para poder determinar el volumen original de gas en yacimiento al mismo tiempo que calculamos la compresibilidad promedio de la formación, analizaremos la técnica de balance de materia desarrollada por *Roach*²⁰. Retomando la ecuación 5.47, *Roach* en sus trabajos presenta la ecuación de balance de materia para yacimientos geopresurizados, de la siguiente forma:

$$\frac{1}{(p_i - p)} \left(\frac{p_i z}{p z_i} - 1 \right) = \frac{1}{G} \left[\frac{G_p}{(p_i - p)} \frac{p_i z}{p z_i} \right] - \frac{S_{wi} c_w + \bar{c}_f}{1 - S_{wi}} \dots \dots \dots (5.48)$$

De nuevo, si \bar{c}_f es un valor constante, la forma de la ecuación 3.48 nos sugiere realizar una gráfica de:

$$\frac{1}{(p_i - p)} \left(\frac{p_i z}{p z_i} - 1 \right) \text{ vs. } \left[\frac{G_p}{(p_i - p)} \frac{p_i z}{p z_i} \right]$$

La cual será una línea recta con su pendiente igual a $1/G$ y una ordenada al origen igual a $-(S_{wi} c_w + \bar{c}_f / 1 - S_{wi})$. Con esta gráfica, nosotros podemos calcular el volumen original de gas, G , y la compresibilidad promedio de la

formación, \bar{c}_f , utilizando el valor de la pendiente y de la ordenada al origen, respectivamente. *Poston y Chen*²¹ utilizaron este método. Su análisis y resultados se presentan en el ejemplo 5.6.

➤ **Ejemplo 5.6. Determinación Simultanea del Volumen Original de Gas en Yacimiento y la Compresibilidad Promedio de la Formación.**

Para los siguientes datos tomados de la Arena Anderson "L" ¹⁹, calcular el Volumen Original de Gas en Yacimiento utilizando la ecuación 5.48 y simultáneamente calcular el valor de la compresibilidad promedio de la formación. En la **tabla 5.14** se muestran los históricos de presión y de producción del yacimiento.

Datos:

$$p_i = 9,507 \text{ psia}$$

$$c_w = 3.2 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

$$S_{wi} = 0.24$$

$$\text{Gradiente de Presión} = 0.843 \text{ psi/ft}$$

Tabla 5.14 Datos de la Producción de un Yacimiento Geopresurizado.

p [psia]	z	G_p [MMft ³ @c.s.]
9,507	1.440	0
9,292	1.418	392.5
8,970	1.387	1,642.2
8,595	1.344	3,225.8
8,332	1.316	4,260.3
8,009	1.282	5,503.5
7,603	1.239	7,538.1
7,406	1.218	8,749.2
7,002	1.176	10,509.3
6,721	1.147	11,758.9
6,535	1.127	12,789.2
5,764	1.048	17,262.5
4,766	0.977	22,890.8
4,295	0.928	28,144.6
3,750	0.891	32,566.7
3,247	0.854	36,819.9

Solución.

1.- Primero debemos de calcular los valores que corresponden al eje de las ordenadas y al de las abscisas, según el método de *Roach*²⁰. Tomaremos como ejemplo el primer valor de la tabla anterior, el cual es:

$$G_p = 392.5 \text{ MMft}^3 = 3.925 \times 10^5 \text{ Mft}^3.$$

Así, para el eje vertical tenemos que:

$$\begin{aligned} & \frac{1}{(p_i - p)} \left(\frac{p_i z}{p z_i} - 1 \right) \\ &= \frac{1}{(9,507 - 9,292)} \left(\frac{(9,507)(1.418)}{(9,292)(1.440)} - 1 \right) \\ &= 34.9 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1} \end{aligned}$$

Y para el eje horizontal es:

$$\begin{aligned} & \left[\frac{G_p}{(p_i - p)} \frac{p_i z}{p z_i} \right] \\ &= \left[\frac{(3.925 \times 10^5) (9,507)(1.418)}{(9,507 - 9,292) (9,292)(1.440)} \right] \\ &= 1.84 \times 10^3 \text{ Mft}^3 @ c. s / \text{psi} \end{aligned}$$

2.- De la misma manera que se realizaron los cálculos en el paso 1, se deben de hacer para todos los datos en el histórico de producción (**Tabla 5.14**). Los resultados se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 5.15 Resumen de Resultados para el Ejemplo 5.6.

G_p [MMft ³ @c. s.]	p/z [psia]	$1/(p_i - p)[(p_i z/p z_i) - 1]$ [10 ⁻⁶ psi ⁻¹]	$G_p/(p_i - p)(p_i z/p z_i)$ [Mft ³ @c. s./psi]
0	6,602.1	----	----
392.5	6,552.9	34.9	1,840
1,642.2	6,467.2	38.9	3,120
3,225.8	6,395.1	35.5	3,650
4,260.3	6,331.3	36.4	3,780
5,503.5	6,247.3	37.9	3,880
7,538.1	6,136.4	39.9	4,260

8,749.2	6,080.5	40.8	4,520
10,509.3	5,954.1	43.4	4,650
11,758.9	5,859.6	45.4	4,760
12,789.2	5,798.6	46.6	4,900
17,262.5	5,500.0	53.5	5,540
22,890.8	4,878.2	74.5	6,530
28,144.6	4,628.2	81.8	7,700
32,566.7	4,208.8	98.8	8,870
36,819.9	3,802.1	117.6	10,210

3.- Ahora, con los datos anteriores procederemos a realizar la gráfica (fig. 5.11), utilizando los resultados resumidos en la **Tabla 5.15**.

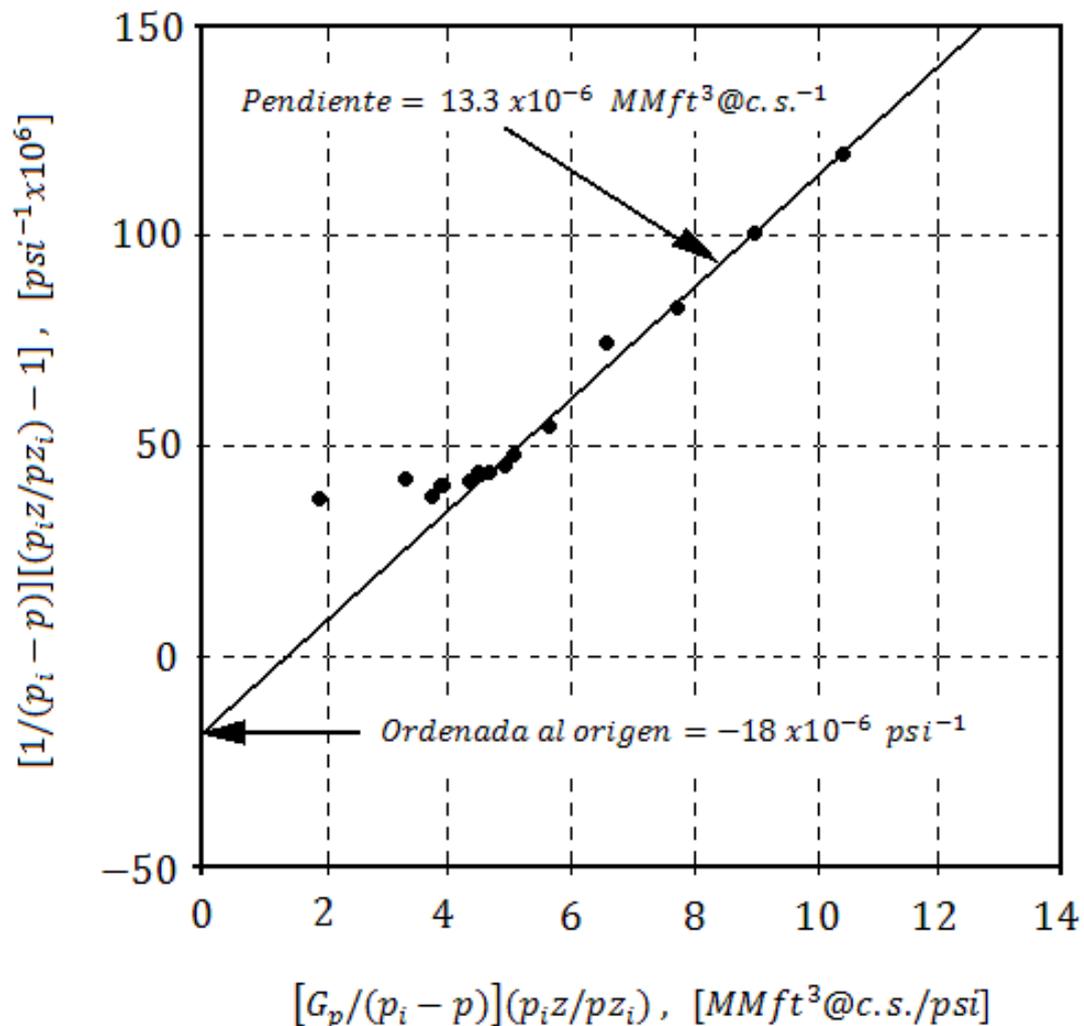


Figura 5.11 Solución Gráfica de la Ecuación de Balance de Materia para el Cálculo Simultáneo del Volumen Original de Gas y de la Compresibilidad de la Formación, de un Yacimiento Volumétrico Geopresurizado de Gas, Ejemplo 5.6.

4.- Obtener el valor de la pendiente de nuestra recta graficada en la **figura 5.11**, para que a través de ella calculemos el valor del volumen original de gas en yacimiento con la siguiente relación:

$$m = \text{pendiente} = 13.3 \times 10^{-6} [MMft^3@c.s.]^{-1} = \frac{1}{G}$$

O sea:

$$G = \frac{1}{13.3 \times 10^{-6}} = 75,190 \text{ MMft}^3@c.s.$$

Nótese que, en el ejemplo 5.5, nosotros calculamos el volumen original de gas en yacimiento suponiendo un valor promedio de la compresibilidad de la formación, mientras que en este ejemplo calculamos el volumen original de gas en yacimiento y la compresibilidad de la formación de manera simultánea. Como resultado, los dos cálculos del volumen original de gas son ligeramente diferentes.

5.- Por último, la compresibilidad promedio de la formación es determinada de obtener el valor de la ordenada al origen, b:

$$b = - \left(\frac{S_{wi}c_w + \bar{c}_f}{1 - S_{wi}} \right)$$

$$b = -18.5 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1} = - \left(\frac{(0.24)(3.2 \times 10^{-6}) + \bar{c}_f}{1 - 0.24} \right)$$

Despejando y resolviendo

$$\bar{c}_f = 13.3 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}.$$

Los datos graficados en la **fig. 5.11** no caen completamente en la línea recta. *Poston y Chen*²¹ concluyeron que, inicialmente la mayoría de la resistencia a la presión de sobrecarga es soportada por los fluidos dentro del espacio poroso. Sin embargo, mientras que los fluidos son producidos o bien se retiran del espacio poroso, la formación se compacta, resultando en una mayor resistencia a la presión de sobrecarga transferida hacia la matriz de la roca. Bajo estas condiciones, la compresibilidad de la formación no es un valor constante, sino que cambia con el tiempo tal como lo indica la parte inicial no-lineal de la gráfica en la **fig. 5.11**.

5.5 Ecuaciones de Balance de Materia para Yacimientos Volumétricos de Gas y Condensado

En esta sección, se desarrollarán las ecuaciones de balance de materia para yacimientos volumétricos con condensación del gas durante una caída de presión. También se incluyen los efectos de la vaporización del agua congénita y como afectan al cálculo de las reservas y de todas las propiedades del yacimiento a estudiar. Ambos fenómenos son muy comunes en yacimientos muy profundos, de altas temperaturas y/o con altas presiones, por esto deben de considerarse los factores antes mencionados para obtener los cálculos adecuados de balance de materia.

Dependiendo si la presión del yacimiento se encuentra por debajo o por encima de la presión de rocío, se podrían presentar dos o tres fases en el yacimiento de gas y condensado. Por encima del punto de rocío, la fase del vapor consiste no solo en los gases hidrocarburos e inertes sino que también en el vapor del agua. Mientras que la presión del yacimiento declina, el agua en fase líquida continua vaporizándose para mantenerse en equilibrio con el vapor de agua existente, por lo tanto decrece la saturación del agua congénita en fase líquida dentro del yacimiento e incrementa la saturación del vapor dentro del VP. También, debido al decremento en la presión del yacimiento, la cantidad de vapor de agua presente puede incrementarse de manera significativa. Sin embargo, al haber decrementos en la presión por debajo del punto de rocío, la fracción del VP disponible para la fase gaseosa y el vapor disminuye debido a la presencia de líquidos condensados provenientes del gas hidrocarburo dentro del yacimiento.

Para desarrollar una ecuación de balance de materia que considere los efectos de la condensación del gas y la vaporización del agua congénita, se deben de incluir los cambios en el VP del yacimiento resultantes de estos fenómenos. Comenzaremos con una ecuación de balance de materia para yacimientos de gas y condensado, después ampliaremos esta ecuación para incluir los efectos de la vaporización del agua congénita, además, debido a que los cambios en las compresibilidades de la formación son importantes para estas profundidades y para yacimientos con altas presiones, incluiremos los efectos de la geopresurización.

5.5.1 Yacimientos de Gas y Condensado

Anteriormente hemos desarrollado ecuaciones de balance de materia para gases secos con la suposición implícita de que no existen cambios de fase dentro del yacimiento durante la vida productiva del mismo. A diferencia de los yacimientos de gas seco, los yacimientos de gas y condensado son

característicamente ricos en componentes hidrocarburos de medianos a pesados. A presiones por encima del punto de burbuja, los condensados de gas existen pero como una sola fase gaseosa. Sin embargo, mientras la presión del yacimiento disminuye por debajo del punto de rocío, parte del gas se condensa y se forma una fase líquida de hidrocarburos dentro del yacimiento, del cual una gran parte de él se mantendrá inmóvil dentro de los poros sin poder ser producido. Debido a esto, una aplicación correcta de los conceptos de balance de materia es esencial para considerar de forma adecuada el volumen líquido que permanecerá en el yacimiento y cualquier volumen de líquidos producidos en la superficie.

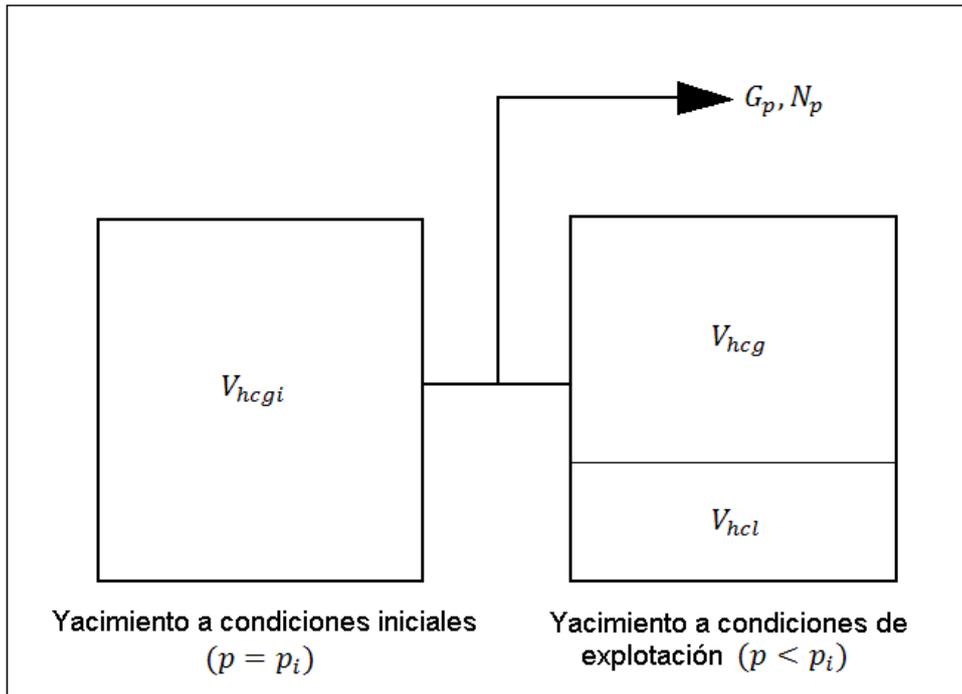


Figura 5.12 Modelo de Balance de Materia, Mostrando los Cambios en las Saturaciones dentro del VP dentro un Yacimiento con Condensación de Gas.

Asumiendo que la presión inicial del yacimiento se encuentra por encima del punto de rocío, el VP del yacimiento es ocupado inicialmente por hidrocarburos en fase gaseosa (**fig. 5.12**), o:

$$V_{pi} = V_{hcgi} \dots \dots \dots (5.49)$$

Donde, V_{pi} es el volumen poroso inicial en el yacimiento y V_{hcgi} , es el volumen inicial ocupado por hidrocarburos en fase gaseosa y también puede ser escrito como:

$$V_{hcgi} = G_T B_{gi} \dots \dots \dots (5.50)$$

Debido a que G_T es el volumen original de gas junto con sus condensados equivalentes en fase gaseosa y como vimos en los primeros capítulos de esta tesis, el factor B_{gi} , se utiliza para llevar el volumen original de gas a condiciones de yacimiento, este factor fue definido con anterioridad en la ecuación 4.7.

A condiciones de explotación del yacimiento y cuando la presión dentro de él ha caído por debajo del punto de rocío, el VP del yacimiento ahora se encontrará ocupado por ambas fases del hidrocarburo, líquida y gaseosa:

$$V_p = V_{hcg} + V_{hcl} \dots \dots \dots (5.51)$$

Donde V_p es el VP del yacimiento a condiciones de explotación, V_{hcg} , es el volumen de hidrocarburos en fase gaseosa dentro del yacimiento y V_{hcl} es el volumen de hidrocarburos en fase líquida dentro del yacimiento, ambos a condiciones de explotación. Todos estos volúmenes se miden en blsc.y.

En la ecuación 5.51 se supone que las expansiones tanto de la roca como del agua congénita son tan pequeñas que se consideran despreciables. En términos de la saturación de condensados, S_o , podemos escribir que:

$$V_{hcg} = (1 - S_o)V_p \dots \dots \dots (5.52)$$

y

$$V_{hcl} = S_o V_p \dots \dots \dots (5.53)$$

Además, cuando ya se ha producido algo de hidrocarburos en la superficie, el volumen de hidrocarburos en fase gaseosa será:

$$V_{hcg} = (G_T - G_{pT})B_g \dots \dots \dots (5.54)$$

Donde B_g es evaluado a condiciones de explotación.

Igualando las ecuaciones 5.52 y 5.54, el VP del yacimiento es:

$$V_p = \frac{(G_T - G_{pT})}{(1 - S_o)} B_g \dots \dots \dots (5.55)$$

Si sustituimos la ecuación 5.55 dentro de las ecuaciones 5.52 y 5.53, para que la ecuación 5.51 quede de la siguiente forma:

$$V_p = V_{hcg} + V_{hcl}$$

$$V_p = (1 - S_o) \frac{(G_T - G_{pT})}{(1 - S_o)} B_g + S_o \frac{(G_T - G_{pT})}{(1 - S_o)} B_g$$

$$V_p = (G_T - G_{pT}) B_g + S_o \frac{(G_T - G_{pT})}{(1 - S_o)} B_g \dots \dots \dots (5.56)$$

Ahora, si combinamos la ecuación 5.56 y la 5.49 con la ecuación 5.51. Obtendremos que esta última quedara así:

$$G_T B_{gi} = (G_T - G_{pT}) B_g + S_o \frac{(G_T - G_{pT})}{(1 - S_o)} B_g \dots \dots \dots (5.57)$$

o, si sustituimos $B_{gi}/B_g = p z_i / p_i z$ dentro de la ecuación 5.57, y reagrupando términos obtenemos:

$$(1 - S_o) \frac{p}{z} = \frac{p_i}{z_i} \left(1 - \frac{G_{pT}}{G_T} \right) \dots \dots \dots (5.58)$$

Lo cual sugiere que una gráfica de $(1 - S_o)(p/z)$ vs. G_{pT} será una línea recta de la cual se puede obtener el valor de G_T . Sin embargo, para una correcta aplicación de la ecuación 5.58, es necesario realizar cálculos de los volúmenes de hidrocarburos líquidos formados dentro del yacimiento en función de las presiones por debajo del punto de rocío. La manera más precisa de obtener estos cálculos es con análisis de laboratorio de los fluidos producidos por el

yacimiento. Desafortunadamente, los estudios de laboratorio para las muestras de los fluidos comúnmente no están disponibles.

Un método alternativo de balance de materia es la siguiente igualdad:

$$G_T B_{2gi} = (G_T - G_{pT}) B_{2g} \dots \dots \dots (5.59)$$

Donde $G_T B_{2gi}$ es el VP ocupado por el gas total, el cual incluye gas y al gas equivalente de los condensados que puedan llegar a presentarse, a la presión inicial del yacimiento, bls@c.y. El segundo término, $(G_T - G_{pT}) B_{2g}$, es el VP ocupado por la fase gaseosa de hidrocarburos y por el gas equivalente asociado a los condensados que se presentarán después de algo de producción de hidrocarburos, con una presión en el yacimiento menor a la inicial y a la del punto de rocío, bls@c.y. Para aclarar un poco esto, los términos B_{2gi} y B_{2g} , se refieren al factor de volumen de gas basado en 2 valores para z dependiendo de la fase en la que se encuentra el hidrocarburo (gas o líquido), para condiciones iniciales y de explotación, respectivamente, bls@c.y./Mft³@c.s.

Si sustituimos $B_{2gi}/B_{2g} = pz_{2i}/p_i z_2$ dentro de la ecuación 5.59 y lo reagrupamos, obtenemos que:

$$\frac{p}{z_2} = \frac{p_i}{z_{2i}} \left(1 - \frac{G_{pT}}{G_T} \right) \dots \dots \dots (5.60)$$

Donde z_{2i} y z_2 se refieren al factor de compresibilidad de un gas que cambia de fase (condensa), evaluado a la presión inicial del yacimiento y a condiciones de explotación del mismo, respectivamente.

La forma de la ecuación 5.60, sugiere que una gráfica de p/z_2 vs. G_{pT} será una línea recta para un yacimiento volumétrico de gas y condensado cuando se utiliza un factor de compresibilidad de gas que cambia de fases.

En la Figura 5.13, se muestran los dos valores que toma el factor de compresibilidad, z y z_2 , tanto para la fase gaseosa como la líquida dentro del yacimiento.

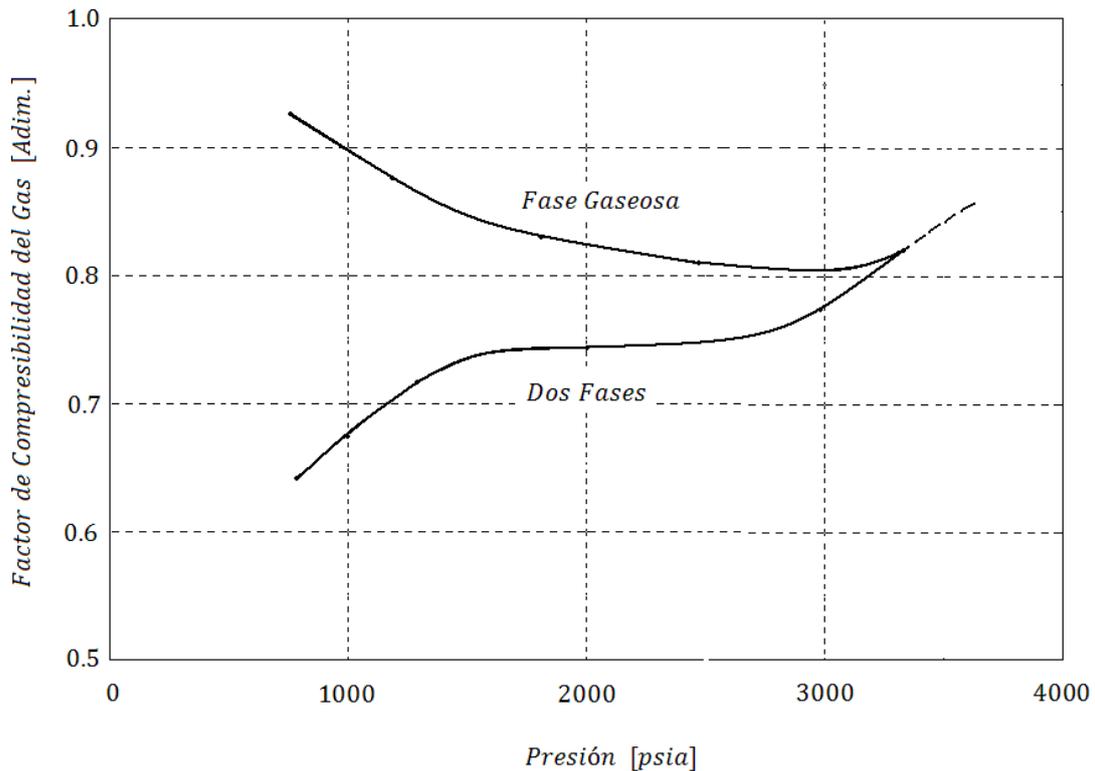


Figura 5.13 Gráfica de los Dos Valores que Toma el Factor de Compresibilidad, z y z_2 , tanto para la Fase Gaseosa como para la Fase Líquida dependiendo de la Presión que se Encuentra en el Yacimiento.

Se observa que a presiones por encima del punto de rocío, el valor del factor z , es uno sólo, debido a que solamente se tiene una fase en el yacimiento; sin embargo, a presiones por debajo del punto de rocío, se tienen dos valores para este término. El valor de z_2 es siempre menor, debido a que ya se tiene presencia de líquidos, los cuales no son tan altamente compresibles como la fase gaseosa.

En el mejor de los casos, estos factores de compresibilidad del gas se determinan en un estudio de laboratorio con los muestreos de fluidos producidos en superficie. Específicamente, estos valores se miden de un estudio de depleción a volumen constante (Análisis PVT). Sin embargo, en ausencia de los estudios de laboratorio, se utilizan correlaciones o en este caso la **Figura 5.13** para calcular los factores de compresibilidad z y z_2 de los fluidos muestreados en la superficie.

5.5.2 Yacimientos de Gas y Condensado con Vaporización de Agua

En esta sección, desarrollaremos una ecuación de balance de materia para yacimientos de gas y condensado en los cuales el gas se condensa y el agua congénita se vaporiza. Incluiremos los efectos de la expansión de la formación y del agua congénita, los cuales como ya se había mencionado con anterioridad pueden ser valores significativos en yacimientos con altas presiones y altas profundidades.

Comenzaremos con realizar la equivalencia del VP ocupado inicialmente por dos volúmenes, uno será el volumen de la fase gaseosa la cual también incluye al agua vaporizada y el segundo el agua congénita en fase líquida, quedando una ecuación así:

$$V_{pi} = V_{hcgi} + V_{wi} \dots \dots \dots (5.61)$$

Donde V_{hcgi} es el volumen inicial de hidrocarburos en fase gaseosa dentro del VP, bls@c.y., y V_{wi} es el volumen inicial de agua congénita en fase líquida dentro del VP, bls@c.y.

Si la presión del yacimiento se encuentra por encima del punto de rocío, el agua congénita es la única fase líquida presente. De la definición de la saturación de agua, vista en los primeros capítulos de esta tesis, sabemos que el volumen de agua dentro del espacio poroso del yacimiento también puede ser expresado con la siguiente ecuación:

$$V_{wi} = S_{wi}V_{pi} \dots \dots \dots (5.62)$$

De manera similar, podemos expresar la volumen inicial de la fase gaseosa como:

$$V_{vi} = (1 - S_{wi})V_{pi} \dots \dots \dots (5.63)$$

Ahora, tenemos que definir la fracción inicial de vapor de agua que se encuentra mezclada en la fase gaseosa de los fluidos dentro del yacimiento, esta es:

$$y_{wi} = V_{wvi}/V_{vi} \dots \dots \dots (5.64)$$

Por consecuencia, el volumen de gases hidrocarburos dentro de yacimiento será:

$$(1 - y_{wi}) = V_{hvi}/V_{vi} \dots \dots \dots (5.65)$$

Donde V_{wvi} es el volumen inicial del VP ocupado por el vapor de agua, bls@c.y., y V_{hvi} es el volumen inicial del VP ocupado por hidrocarburos gaseosos, bls@c.y.

Si sustituimos la ecuación 5.63 dentro de la ecuación 5.65, obtenemos una expresión para el volumen de la fase gaseosa de hidrocarburos en términos del VP inicial en el yacimiento.

$$V_{hvi} = V_{pi}(1 - S_{wi})(1 - y_{wi}) \dots \dots \dots (5.66)$$

Finalmente, debido a que el volumen inicial de la fase gaseosa de hidrocarburos en el yacimiento es el volumen original de gas,

$$V_{hvi} = GB_{gi} \dots \dots \dots (5.67)$$

entonces;

$$V_{pi} = \frac{GB_{gi}}{(1 - S_{wi})(1 - y_{wi})} \dots \dots \dots (5.68)$$

La forma de la ecuación de balance de materia para alguna presión por debajo de la presión inicial del yacimiento, depende del valor del punto de burbuja. Por esto, desarrollaremos ecuaciones de balance de materia para caídas de presión a presiones por encima y por debajo del punto de burbuja.

5.5.3 Ecuaciones de Balance de Materia para Yacimientos Volumétricos con Presiones por Encima del Punto de Burbuja

Cuando la presión del yacimiento se encuentra por encima del punto de burbuja, la fase gaseosa de los hidrocarburos no se condensa todavía, pero mientras que la presión va disminuyendo, el agua congénita que se encuentra en fase líquida se vaporiza más, lo que ocasiona una disminución en la saturación del agua congénita líquida. Por esto, el volumen de la fase líquida de agua es:

$$V_w = S_w V_p \dots \dots \dots (5.69)$$

Donde S_w es el valor actual de la saturación del agua congénita, después de alguna caída de presión, como se ilustra en la **Figura 5.14**.

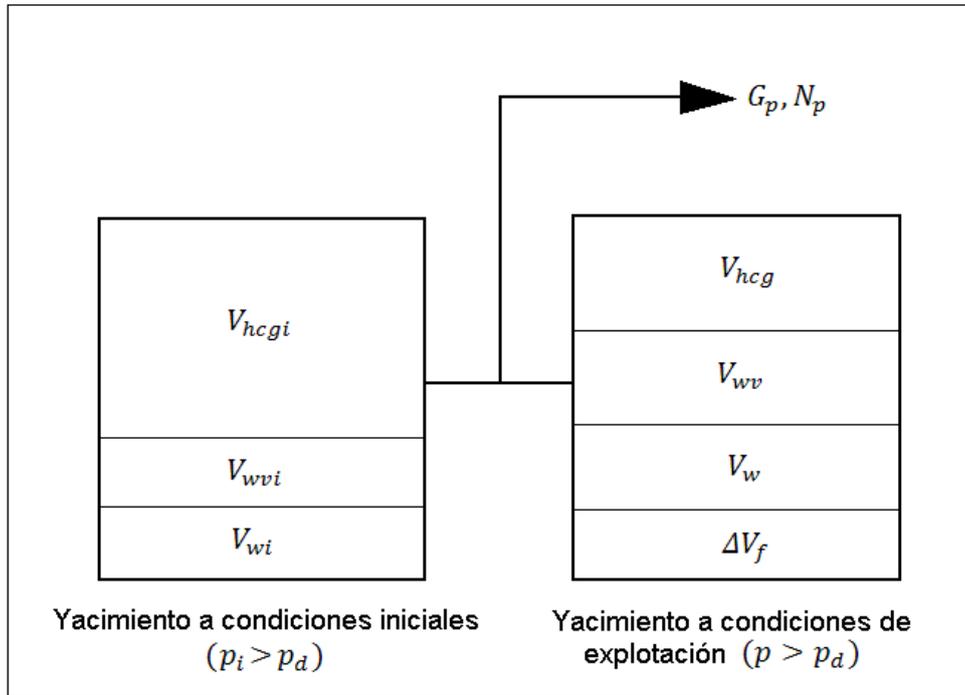


Figura 5.14 Modelo de Balance de Materia, Mostrando los Cambios en las Saturaciones dentro del VP de un Yacimiento con Expansión de la Formación y Condensación de Hidrocarburos, por encima del Punto de Rocío.

De manera similar, el volumen de la fase gaseosa de hidrocarburos es:

$$V_v = (1 - S_w)V_p \dots\dots\dots (5.70)$$

Además, podemos expresar la fracción del volumen de gas total, el cual pertenece al vapor de agua como:

$$y_w = V_{wv}/V_v \dots\dots\dots (5.71)$$

Y por consecuencia la fracción de la fase gaseosa que es hidrocarburo es:

$$(1 - y_w) = V_{hv}/V_v \dots\dots\dots (5.72)$$

Si sustituimos la ecuación 5.70 dentro de la 5.72, podemos escribir una expresión para el volumen del gas hidrocarburo en términos del VP actual dentro del yacimiento, así:

$$V_{hv} = V_p(1 - S_w)(1 - \gamma_w) \dots \dots \dots (5.73)$$

O también se puede escribir en función del volumen de gas producido en superficie, así:

$$V_{hv} = (G - G_p)B_g \dots \dots \dots (5.74)$$

Ahora, si combinamos las últimas dos ecuaciones desarrolladas (ec. 5.73 y 5.74), podemos obtener una ecuación del VP actual en el yacimiento:

$$V_p = \frac{(G - G_p)B_g}{(1 - S_w)(1 - \gamma_w)} \dots \dots \dots (5.75)$$

Así como los yacimientos de gas geopresurizados, los yacimientos de gas y condensado que se encuentran a altas profundidades y que tienen altas presiones, a menudo presentan cambios significativos en el VP durante la explotación del yacimiento. Por esto, utilizaremos un método similar al presentado en la sección de yacimientos de gas geopresurizados. Así, utilizando la última ecuación para expresar los cambios en el volumen de la formación en términos de la compresibilidad de la roca, tenemos:

$$\Delta V_f = \frac{\bar{c}_f(p_i - p)GB_{gi}}{(1 - S_w)(1 - \gamma_w)} \dots \dots \dots (5.76)$$

Por último, podemos expresar al VP actual como el VP inicial menos la expansión de la formación (reducción en el VP), que ha sufrido a lo largo de la explotación del yacimiento. Por lo que tendríamos la siguiente expresión:

$$V_p = V_{pi} - \Delta V_f \dots \dots \dots (5.77)$$

En donde utilizando las ecuaciones 5.68, 5.75 y 5.76. Obtenemos una expresión en función de datos que comúnmente están disponibles cuando se realizan los trabajos de producción de un yacimiento de gas.

$$\frac{GB_{gi}}{(1 - S_{wi})(1 - y_{wi})} = \frac{(G - G_p)B_g}{(1 - S_w)(1 - y_w)} + \frac{\bar{c}_f(p_i - p)GB_{gi}}{(1 - S_w)(1 - y_w)} \dots \dots \dots (5.78)$$

Que es nuestra ecuación de balance de materia para yacimientos con presiones mayores a la presión del punto de burbuja. Reagrupando términos obtenemos:

$$G \frac{(1 - S_w)}{(1 - S_{wi})} \frac{(1 - y_w)}{(1 - y_{wi})} \frac{B_{gi}}{B_g} [1 - \bar{c}_f(p_i - p)] = G - G_p \dots \dots \dots (5.79)$$

Y si sustituimos, como en todas las ecuaciones lo hemos hecho, el término $B_{gi}/B_g = pz_i/p_i z$ dentro de la ecuación 5.79 y acomodando la ecuación obtenemos:

$$\frac{(1 - S_w)}{(1 - S_{wi})} \frac{(1 - y_w)}{(1 - y_{wi})} [1 - \bar{c}_f(p_i - p)] \frac{p}{z} = \frac{p_i}{z_i} - \frac{p_i}{z_i} \frac{G_p}{G} \dots \dots \dots (5.80)$$

De esta manera, la forma de la ecuación 5.80 nos sugiere que la gráfica de:

$$\frac{(1 - S_w)}{(1 - S_{wi})} \frac{(1 - y_w)}{(1 - y_{wi})} [1 - \bar{c}_f(p_i - p)] \frac{p}{z} \text{ vs. } G_p$$

Será una línea recta con una pendiente igual a $-p_i/z_i G$ y tendrá una ordenada al origen igual a p_i/z_i . Entonces cuando se tengan los valores siguientes para $p/z = 0, G_p = G$, o sea que extrapolando la línea hasta que $p/z = 0$, podremos obtener el valor del volumen original de gas en el yacimiento. Nótese que, si la saturación del agua se mantiene constante durante la vida productiva del yacimiento ($S_w = S_{wi}$ y $y_w = y_{wi}$) y cuando la compresibilidad de la formación es muy pequeña que se puede considerar despreciable, la ecuación 5.80 se reduce a la ecuación 5.4 para yacimientos volumétricos de gas seco.

5.5.4 Ecuaciones de Balance de Materia para Yacimientos Volumétricos con Presiones por Debajo del Punto de Rocío

Cuando la presión de un yacimiento decrece por debajo del punto de burbuja o entra a la envolvente de fases en donde comienza a condensarse el gas. En muchos yacimientos de gas y condensado, los hidrocarburos líquidos formados en el yacimiento se mantienen inmóviles. Por esto, debemos de modificar la ecuación 5.78 para incluir la fase líquida adicional que se presenta en el yacimiento, como se muestra en la **Figura 5.15**.

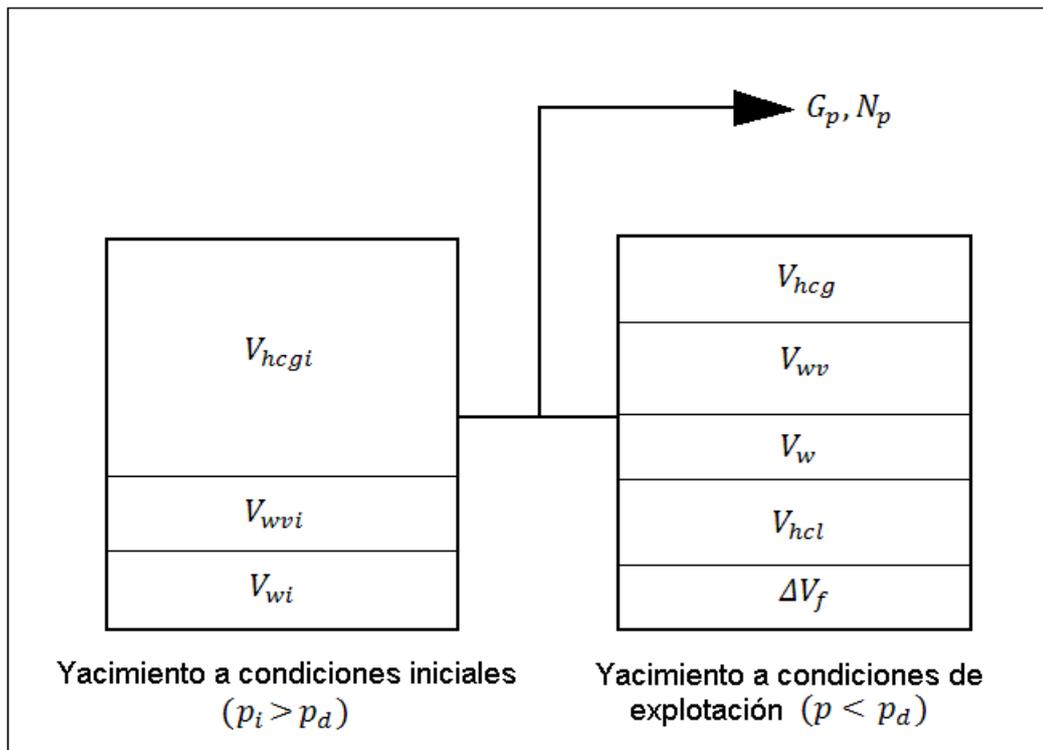


Figura 5.15 Modelo de Balance de Materia, Mostrando los Cambios en las Saturaciones dentro del VP de un Yacimiento con Expansión de la Formación y Condensación de Hidrocarburos, por debajo del Punto de Rocío.

De donde podemos deducir que la nueva ecuación de balance de materia para yacimientos de gas y condensado, incluyendo las saturaciones de aceite que se presentan en una fase tardía del yacimiento dentro del término que representa el VP actual, es:

$$\frac{GB_{gi}}{(1 - S_{wi})(1 - y_{wi})} = \frac{(G - G_p)B_g}{(1 - S_w - S_o)(1 - y_w)} + \frac{\bar{c}_f(p_i - p)GB_{gi}}{(1 - S_w)(1 - y_w)} \dots \dots \dots (5.81)$$

en donde S_o es la saturación de la fase líquida de hidrocarburos (condensado). Si le aplicamos las mismas transformaciones a esta ecuación que a la ecuación 5.79, podemos reescribir la ec. 5.81 de manera similar a la

5.80:

$$\frac{(1 - S_w - S_o)}{(1 - S_{wi})} \frac{(1 - y_w)}{(1 - y_{wi})} [1 - \bar{c}_f(p_i - p)] \frac{p}{z} = \frac{p_i}{z_i} - \frac{p_i G_p}{z_i G} \dots \dots \dots (5.82)$$

De nuevo, la forma de la ecuación 5.82, nos sugiere que una gráfica de

$$\frac{(1 - S_w - S_o)}{(1 - S_{wi})} \frac{(1 - y_w)}{(1 - y_{wi})} [1 - \bar{c}_f(p_i - p)] \frac{p}{z} \text{ vs. } G_p$$

será una línea recta con una pendiente igual a $-p_i/z_iG$ y tendrá una ordenada al origen igual a p_i/z_i . Entonces cuando se tengan los valores siguientes para $p/z = 0$, $G_p = G$, o sea que extrapolando la línea hasta que $p/z = 0$, podremos obtener el valor del volumen original de gas en el yacimiento. De nuevo, los factores de compresibilidad del gas en las ecuaciones 5.80 y 5.82 deben de ser factores de z para dos fases, representando ambas fases del hidrocarburo en el yacimiento, la líquida y la gaseosa. Además, en la producción de gas se deben de incluir los valores, no solo de todos los separadores y del tanque de almacenamiento, sino también se debe de incluir el volumen de gas equivalente a los condensados producidos.

El contenido del vapor de agua dentro del gas en el yacimiento, se ha demostrado que es dependiente de la presión, la temperatura y la composición del gas. Debemos mencionar también, que desafortunadamente los análisis de laboratorio del gas, comúnmente no cuantifican de manera precisa la cantidad del vapor de agua dentro del gas; sin embargo como se mencionó anteriormente, existen métodos empíricos que siempre están disponibles y son

fáciles de utilizar para determinar la cantidad del vapor de agua en el gas, como lo son las tablas de McKetta utilizadas más en el área de refinación del petróleo.

La correcta aplicación de la ecuación 5.82 requiere también los cálculos de los volúmenes de hidrocarburos líquidos formados a presiones por debajo del punto de burbuja. El recurso más preciso de estas estimaciones es un análisis de laboratorio de las muestras de los fluidos provenientes del yacimiento. Estas saturaciones de líquido son obtenidas de un estudio de depleción constante. Nótese que este tipo de estudios de laboratorio supone que los hidrocarburos líquidos formados en el yacimiento son inmóviles. Esta suposición es válida para la mayoría de los yacimientos de gas y condensado; sin embargo, algunos fluidos condensados ricos en componentes ligeros pueden ser caracterizados como saturaciones móviles de líquido. Para estas condiciones, los simuladores composicionales son necesarios para modelar el flujo multifásico y predecir los comportamientos futuros del yacimiento de manera precisa.

CONCLUSIONES

La Ecuación de Balance de Materia al igual que los Métodos Volumétricos, son herramientas muy eficaces en la predicción del comportamiento de un yacimiento, sobre todo al inicio de su vida productiva, cuando aún no se ha obtenido gran cantidad de datos. El parámetro que principalmente se desea conocer al utilizar estos métodos es el Volumen Original de Gas en el yacimiento, G , debido a que conociendo este valor o teniendo una idea aproximada de su magnitud, podremos determinar la infraestructura que será necesaria para manejar la producción de nuestro yacimiento en estudio. El otro dato de gran interés, es el Factor de Recuperación, F , el cual nos ayudará a conocer la estrategia más adecuada para intentar llevar a la superficie ese porcentaje de hidrocarburos sin estar por debajo de un límite económico determinado principalmente por el precio del barril de petróleo o en este caso por el precio del pie cúbico de gas.

Los Métodos Volumétricos en comparación a la Ecuación de Balance de Materia son más sencillos, ya que no consideran variables como las expansiones del agua congénita o de la formación, de tal forma que consideran el Volumen Poroso constante a lo largo de la vida productiva del yacimiento.

La buena aproximación en las estimaciones volumétricas depende de la disponibilidad de datos para caracterizar de manera estática la extensión areal del yacimiento, las variaciones en el grosor neto y a la larga determinar el Volumen Poroso ocupado por gas. Obviamente, en la vida productiva temprana del yacimiento cuando pocos datos están disponibles para establecer un modelo petrofísico adecuado, las estimaciones volumétricas son aproximaciones que nos proveen de una idea cercana al volumen de hidrocarburos que se encuentran dentro de un yacimiento.

Una gran ventaja de los Métodos Volumétricos es que requieren de muy pocos datos de laboratorio (los más básicos como la densidad del gas) y datos de campo que en la mayoría de los casos siempre están disponibles (la presión y la temperatura inicial, por ejemplo). De esta forma mientras más pozos son perforados y más datos están disponibles, la aproximación de estas estimaciones mejora.

La Ecuación de Balance de Materia (EBM) es una herramienta más completa que los Métodos Volumétricos, aunque en realidad también son una alternativa simple pero más efectiva al estimar volúmenes y el factor de recuperación. La EBM requiere de más datos, como el monitoreo de la presión y de la producción del yacimiento (históricos de presión-producción). Por esta razón, a diferencia de los métodos volumétricos, los cuales pueden ser utilizados en la

Conclusiones.

vida temprana del yacimiento, los métodos de balance de materia no pueden utilizarse sino hasta después de que ha habido alguna producción del yacimiento. Sin embargo, una ventaja de los métodos de Balance de Materia es que estos calculan únicamente el volumen de gas que está comunicado con las caídas de presión y que podría ser llevado a la superficie con los pozos productores. De modo contrario, los cálculos volumétricos están basados en el volumen original de gas total en el yacimiento, parte del cual podría no ser recuperable con los pozos existentes debido a discontinuidades o heterogeneidades del yacimiento sin identificar.

La comparación de los cálculos de ambos métodos puede proveer cualitativamente el grado de heterogeneidad del yacimiento y permite obtener un valor aproximado de las reservas de gas y del factor de recuperación de las mismas, para diseñar de esta forma la mejor estrategia de desarrollo del campo.

Cabe mencionar que este trabajo pretende servir al alumno de ingeniería petrolera a nivel de licenciatura, como un material de consulta para comprender mejor la utilidad y la forma en que se ocupan las ecuaciones de balance de materia y los métodos volumétricos para yacimientos de gas, dado que el gas hoy en día es un recurso natural de suma importancia, debido a su gran poder energético y su limpieza ambiental, tanto para nuestra sociedad mexicana como para el mundo.

De esta manera ambos métodos tienen sus ventajas y desventajas, pero lo que sí es indudable es que los dos son herramientas fundamentales e imprescindibles para desarrollar una ingeniería petrolera (en todas sus áreas) prospera y eficaz.

Apéndice

Correlaciones para Estimar Saturaciones de Gas Residual en Yacimientos de Gas con Entrada de Agua.

Agarwal desarrolló correlaciones para calcular las saturaciones de gas residual en yacimientos de gas con entrada de agua. Estas correlaciones, basadas en análisis múltiples de 320 mediciones experimentales de barrido, las saturaciones residuales de gas se presentan en términos de la Porosidad, la Permeabilidad Absoluta, la Saturación Inicial de Gas y la litología para Areniscas consolidadas, Calizas y Areniscas poco consolidadas.

Para areniscas consolidadas:

$$S_{gr} = \frac{A_1(100 * S_{gi}) + A_2 (100 * S_{gi}^2)}{100} \dots \dots \dots (A.1)$$

Donde:

$$A_1 = 0.80841168$$

$$A_2 = - 0.0063869116$$

Para calizas:

$$S_{gr} = \frac{A_1(100 * \phi) + A_2 \log(k) + A_3(100 * S_{gi}) + A_4}{100} \dots \dots \dots (A.2)$$

Donde:

$$A_1 = - 0.53482234$$

$$A_2 = 3.3555165$$

$$A_3 = 0.15458573$$

$$A_4 = 14.403977$$

Para areniscas poco consolidadas:

$$S_{gr} = \frac{A_1(100 * S_{gi}) + A_2 (S_{gi} * \phi * 10^4) + A_3(100 * \phi) + A_4}{100} \dots \dots (A.3)$$

Donde:

$$A_1 = - 0.51255987$$

$$A_2 = 0.026097212$$

$$A_3 = - 0.26769575$$

$$A_4 = 14.796539$$

La nomenclatura es la misma que en todo este trabajo de tesis.

NOMENCLATURA.

@ c.y. = Medido a condiciones de Yacimiento.
@ c.s. = Medido a condiciones Estándar.
°API = Unidades de medida de la densidad relativa, determinadas por la Asociación Americana del Petróleo.
°R = Grados Rankin, unidad de medida para la temperatura absoluta en el sistema inglés.
γ_0 = Densidad relativa del condensado en el tanque de almacenamiento.
γ_1 = Densidad relativa del gas en el separador de alta presión.
γ_2 = Densidad relativa del gas en el separador de baja presión.
γ_3 = Densidad relativa del gas en el tanque de almacenamiento.
γ_{API} = Densidad relativa determinada por la Asociación Americana del Petróleo.
γ_g = Densidad relativa del gas.
γ_w = Densidad relativa del gas a condiciones de yacimiento.
γ_{wi} = Densidad relativa inicial del gas a condiciones de yacimiento.
Δp = Cambio en la presión.
ΔV_f = Cambio en el volumen de la formación.
θ = Angulo ocupado por el acuífero en el yacimiento.
μ = Viscosidad.
μ_1 = Viscosidad a una atmósfera de presión.
μ_g = Viscosidad del gas.
Π = Constante de la circunferencia = 3.1416
ρ_{aire} = Densidad del aire. = 0.076320 [lbm/ft ³]
ρ_g = Densidad del gas.
ϕ = Porosidad.
ϕ_i = Porosidad Inicial.
API = Instituto Americano del Petróleo (siglas en Inglés).
A = Área del yacimiento.
a = Área del acuífero.
atm = Presión atmosférica.
B_{2g} = Factor de Volumen del Gas basado en 2 valores para el factor de desviación del gas "z"
B_{2gi} = Factor de Volumen del Gas basado en 2 valores para el factor de desviación del gas "z", a condiciones iniciales.

B_g = Factor de Volumen del Gas.
B_{ga} = Factor de Volumen del Gas a condiciones de abandono.
B_{gi} = Factor de Volumen del Gas a condiciones iniciales.
B_{gi} = Factor de volumen del gas inicial a (p_i, T_i) , [$bls @c.y./ft^3@c.s.$]
B_w = Factor de Volumen del Agua.
B = Constante de Van Everdingen-Hurst.
b = Ordenada al origen.
bls = Barriles.
$bls@c.s.$ = Barriles a condiciones estándar.
c = Compresibilidad de un fluido o un sólido elástico.
\bar{c}_f = Compresibilidad promedio de la formación.
c_f = Compresibilidad de la formación.
c_g = Compresibilidad del gas.
c_o = Compresibilidad de la formación.
c_p = Compresibilidad del volumen poroso.
c_t = Compresibilidad total.
c_a = Compresibilidad total del acuífero, $c_f + c_w$.
c_w = Compresibilidad del agua.
EBM = Ecuación de Balance de Materia.
ec. = Ecuación.
E_V = Eficiencia volumétrica de barrido.
f_g = Porcentaje del gas que es producido como líquido en superficie.
ft^3 = Pies cúbicos.
$ft^3@c.s.$ = Pies cúbicos a condiciones estándar.
$ft^3@c.y.$ = Pies cúbicos a condiciones de yacimiento.
F = Factor de Recuperación.
Fig. = Figura o Gráfico.
G = Volumen Original de Gas en yacimiento.
G_T = Volumen Original Total de Gas en yacimiento, incluyendo el equivalente en gas de los condensados producidos en superficie.
G_a = Volumen Original de Gas en yacimiento a condiciones de abandono.
G_p = Gas producido acumulado hasta una cierta presión "p".
G_{pT} = Gas total producido acumulado, incluyendo el equivalente en gas de los condensados producidos en superficie.
G_{pa} = Gas adicionalmente acumulado, proveniente del segundo separador y del tanque de almacenamiento.
G_t = Volumen de gas en el yacimiento, atrapado por la invasión de agua.

h_i = Profundidad del intervalo "i".
h = Espesor neto de la formación.
i = Contador de una sumatoria, intervalo, cierto componente molecular.
IP = Índice de Productividad.
J = Índice de Productividad.
K = Grados Kelvin, unidad de medida para la temperatura absoluta en el S.I.U.
k = Permeabilidad de la formación.
L = Longitud de un yacimiento lineal.
lbm = Libras-masa o Libras. Unidad de medida en el sistema inglés para la cantidad de materia de alguna sustancia.
$lbm - mol$ = Libras-masa-mol o Libras-mol. Unidad de medida en el sistema inglés para la masa molar de un compuesto químico.
m = Pendiente de una recta.
M_0 = Peso molecular de los líquidos en el tanque de almacenamiento.
M_a = Peso molecular aparente.
M_{aire} = Peso molecular del aire = 28.963 [$lbm/lbm - mol$]
M_j = Peso molecular del componente "j-ésimo" del compuesto químico.
M_w = Peso molecular (Molecular weight).
m^3 = Metros cúbicos.
N = Volumen Original de Condensados en el yacimiento.
N_p = Condensados producidos acumulados.
n_c = Número de componentes en un compuesto químico.
n_i = Número de libras-mol del componente "i".
n = Número de moles del gas.
n_D = Exponente para la entrada de agua, Darciano o no.
N_A = Número de Avogadro = 6.02×10^{23}
p = Presión.
P_a = Pascales, Unidad de medida de la presión en el SIU.
\bar{p}_{aq} = Presión media del acuífero.
p_a = Presión de abandono.
$p_{aq,i}$ = Presión inicial del acuífero.
p_{cs} = Presión a condiciones estándar = 14.65 [$psia$]
p_D = Presión adimensional.
p'_D = Derivada de la presión adimensional.
p_d = Presión en el punto de rocío en un yacimiento de gas y condensado.
p_i = Presión inicial del yacimiento.
p_n = Presión en el intervalo de tiempo "n".
p_{pc} = Presión pseudo-crítica.

p_{pr} = Presión pseudo-reducida.
p_r = Presión en la interface yacimiento-acuífero.
p_{rn} = Presión en la interface yacimiento-acuífero para un periodo "n" de tiempo.
psi = Libra sobre pulgada cuadrada (Pound Square Inch)
\bar{p}_{rn} = Presión promedio en la interface yacimiento-acuífero para un periodo "n".
p_{wf} = Presión de fondo fluyendo.
P_{ws} = Presión estática del yacimiento.
p_{yac} = Presión del yacimiento.
q_w = Gasto de agua entrante desde un acuífero.
q_D = Gasto de agua entrante desde un acuífero.
Q_{pD} = Gasto adimensional acumulado de agua entrante desde un acuífero.
R = Constante universal de los gases.
R_1 = Relación del gas en el separador de alta presión con respecto al condensado en el tanque de almacenamiento.
R_2 = Relación del gas en el separador de baja presión con respecto al condensado en el tanque de almacenamiento.
R_3 = Relación del gas en el tanque de almacenamiento con respecto al condensado en el tanque de almacenamiento.
R_t = Relación total del gas y el condensado.
r_D = Radio adimensional.
r_a = Radio del acuífero.
r_r = Radio de la interface yacimiento-acuífero.
r_e = Radio externo del yacimiento.
RGW = Relación Gas-Agua.
SIU = Sistema Internacional de Unidades.
S_f = Saturación de un fluido.
S_g = Saturación de gas.
S_{gi} = Saturación inicial de gas.
S_{gr} = Saturación de gas residual.
S_o = Saturación de condensados o aceite.
S_w = Saturación de agua.
S_{wa} = Saturación de agua a condiciones de abandono.
S_{wi} = Saturación inicial de agua, [fracción]
T = Temperatura.
t = Tiempo.
T_{cs} = Temperatura a condiciones estándar = 60°F
t_D = Tiempo adimensional.
t_{Dn} = Tiempo adimensional en un periodo "n".

T_i = Temperatura a condiciones iniciales.
T_{pc} = Temperatura pseudo-crítica.
T_{pr} = Temperatura pseudo-reducida.
T_{yac} = Temperatura del yacimiento.
V = Volumen.
V_a = Volumen real de un gas.
V_{cs} = Volumen a condiciones estándar.
V_{eq} = Volumen de gas equivalente, de los condensados en el primer separador.
V_f = Volumen de la formación (roca).
V_g = Volumen de la fase gaseosa.
V_{gi} = Volumen de la fase gaseosa a condiciones iniciales.
V_{hcg} = Volumen de hidrocarburos gaseosos.
V_{hcgi} = Volumen inicial de hidrocarburos gaseosos.
V_{hcl} = Volumen de hidrocarburos líquidos.
V_{ideal} = Volumen ideal.
V_i = Volumen inicial.
V_m = Volumen molar.
V_o = Volumen de aceite.
$VP = V_p$ = Volumen Poroso.
V_{pi} = Volumen poroso inicial.
$VR = V_r$ = Volumen de Roca.
V_T = Volumen total del yacimiento.
V_w = Volumen del agua congénita en el yacimiento.
V_{wi} = Volumen inicial del agua congénita en el yacimiento.
V_{wv} = Volumen de vapor del agua congénita.
V_{wvi} = Volumen de vapor del agua congénita a condiciones iniciales o de descubrimiento.
V_{yac} = Volumen del yacimiento.
W_e = Entrada neta de agua del acuífero asociado.
$W_e(t_{Dn})$ = Entrada de agua a un periodo "n" de tiempo adimensional.
W_{ei} = Entrada inicial de agua proveniente de un acuífero activo.
W_{en} = Entrada de agua a un periodo de tiempo "n".
W_i = Volumen inicial de agua en el yacimiento.
W_p = Producción acumulada de agua.
w = Ancho de un yacimiento lineal.
y_i = Fracción molar del componente "i".
y_j = Fracción molar del componente "j".

y_w = Fracción del volumen total de la fase gaseosa que es vapor de agua.
y_{wi} = Fracción inicial del volumen total de la fase gaseosa que es vapor de agua.
z = Factor de compresibilidad del gas.
z_2 = Factor de compresibilidad del gas para dos fases o para un gas que se condensa y cambia a fase líquida.
z_{CS} = Factor de compresibilidad del gas a condiciones estándar.
z_i = Factor de compresibilidad del gas a condiciones iniciales.

REFERENCIAS

1. - Las reservas de hidrocarburos de México Evaluación al 1 de enero de 2011 PEMEX. www.pemex.com.
2. - Wang, R.: La Función Dual del Sulfuro de Hidrógeno, Investigación y Ciencia, 404, Prensa Científica. Barcelona, España. 2010.
3. - El-Feky, S.A.: "A combination gas field development model evaluated with field data", Trabajo No. SPE-16937, SPE-AIME; USA, Dallas, TX. Sep. 27-30, 1987.
4. - Garritz A., Chamizo J.A.: Química. Pearson Educación. México. 1998. Universidad Nacional Autónoma de México.
5. - Lee, John y Wattenbarger, Robert A.: Gas Reservoir Engineering. USA, SPE Textbook Series. 1996.
6. - Craft B.C. y Hawkins, M.F.: Applied Petroleum Reservoir Engineering. Prentice Hall, Inc. Segunda Edición. 1991.
7. - Hill John W., Kolb Doris K.: Química para el Nuevo milenio. Prentice Hall. 1999.
8. - McCain D., Jr. William D.: The properties of petroleum fluids. USA, Penn Well Publishing Company. 1990.
9. - Rodríguez, N. R.: Apuntes de la materia Ingeniería de Yacimientos de Gas. Facultad de Ingeniería, UNAM, México. 2010-1.
10. - Escobar Macualo, Freddy Humberto.: Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Editorial Universidad Surcolombiana. Colombia, 2004.
11. - Rojas, G: Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado. UDO, PLC. Venezuela. 1997.
12. - Amyx, J.W.: Petroleum Reservoir Engineering, Physical Properties. McGraw-Hill Book Co. Inc. USA, NY. 1961.
13. - Geffen, T.M. et al.: "Efficiency of Gas Displacement From Porous Media by Liquid Flooding", SPE-AIME (1952) 195,29.
14. - Agarwal, R.G.: "Unsteady-State Performance of Water-Drive Gas Reservoirs" Tesis de PhD, Texas A&M U. 1967.
15. - Gold, D.K., McCain, W.D. Jr., y Jennings, J. W.: "An Improved Method for the Determination of the Reservoir-Gas Gravity for Retrograde Gases," JPT. 1989.

Referencias.

- 16.** - van Everdingen, A.F: and Hurst, W.: "Application of the Laplace Transformation to Flow Problems in Reservoirs". SPE-AIME 186. 1949.
- 17.** - Carter, R.D. and Tracy, G.W.: "An Improved Method for Calculating Water Influx". JPT. SPE-AIME 219. 1960
- 18.** - Fetkovich, M.J.: "A Simplified Approach to Water Influx Calculations-Finite Aquifer Systems". SPE-JPT. 1971.
- 19.** - Duggan, J.O.: "The Anderson "L" - An Abnormally Pressured Gas Reservoir in South Texas" SPE-JPT. 1972.
- 20.** - Roach, R.H.: "Analyzing Geopressed Reservoirs - A Material Balance Technique". SPE paper 9968. Richardson, TX.
- 21.** - Poston, S.W. y Chen, H.Y.: "Simultaneous Determination of Formation Compressibility and Gas-in-Place in Abnormally Pressured Reservoirs" SPE paper 16227. 1987.
- 22.** - Bruns, J. R., Fetkovich, M.J., y Meitzen, V.C.: "The Effect of Water on p/z - Cumulative Gas Production Curves". SPE-JPT. Marzo 1965.