



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“ECUACIÓN GENERAL DE
BALANCE DE MATERIA
Y UNA HERRAMIENTA
COMPUTACIONAL
PARA SUS CÁLCULOS”**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A N :
**JOSÉ ANTONIO TORRES LARA
ANDREA ELENA TURRUBIATE MUNGUÍA**

Dr. Fernando Samaniego Verduzco
Director



MÉXICO, D.F., CIUDAD UNIVERSITARIA

2007

A mi papi (†), que mucho contribuyó a mi formación, que siempre me inculcó buenos principios y que me llenó de todo su amor, te lo prometí y aquí estoy. Te quiero mucho.

A mi mami, porque siempre me ha cuidado y se ha preocupado por mi, porque sé que siempre que la necesite estará conmigo. Gracias por quererme tanto.

Por supuesto, todo mi agradecimiento a mis padres. Infinitas gracias a mi mamá, porque nunca me ha dejado sola; porque siempre que he estado en momentos difíciles está ella para decirme que no me preocupe; porque a lo largo de mi carrera se desveló siempre conmigo y porque con su gran amor me ha ayudado a crecer en todos los aspectos. Gracias a ti papá, porque tus comentarios, buenos o malos, siempre me hacen ver lo que quiero y lo que no quiero en mi vida, porque siempre me has dejado ser yo misma y cuando lo necesito me enderezas el camino.

A Elizabeth, simplemente porque eres mi “hermanita”, no necesito más motivos para agradecerte. Gracias por ponerle un toque especial a mi vida y por darme en el momento preciso los ánimos que necesito.

Son innumerables las personas que han aportado algo muy valioso a mi vida, dentro y fuera de la Facultad de Ingeniería, sería imposible nombrarlos a todos, pero créanme que agradezco profundamente a cada uno de ustedes. En especial quiero agradecer a dos personas que lejos de juzgarme siempre me apoyaron y confiaron en mí plenamente: Arturo Cruz, gracias por tu cariño incondicional; Alejandro Mar, gracias porque siempre me alentaste a conseguir esto, gracias por no dejarme desistir.

Muchas gracias Toño, porque de una u otra manera cada día me haces ser más fuerte; porque compartes conmigo tus sueños y aspiraciones, mismas que nos han ayudado a estar donde estamos en este momento. Gracias por poner tu granito de arena para que sea una mejor persona.

ANDREA TURRUBIATE

A la UNAM, a su Facultad de Ingeniería y a sus profesores, a quienes les debo todo el conocimiento que actualmente me tienen en el lugar en donde estoy.

A mi Madre, porque a ti te debo todo lo soy y lo que he conseguido, gracias a ti he llegado hasta aquí, gracias por impulsarme, orientarme, guiarme, corregirme y sobre todo por aquello que has hecho y dejado de hacer por procurarnos lo mejor. Porque cada vez que he necesitado algo has estado ahí para ayudarme.

Gracias Luciano, Gracias Alicia, en donde quiera que estén (†).

Lulú, porque además de mi hermana has sido mi ejemplo y mi apoyo.

A mis tíos, Sergio, Lucy y Georgina, Paty, Alfredo y Alfredo Jr., porque han estado al tanto de nosotros y porque siempre estuvieron cerca en todos aquellos buenos y malos momentos.

A mis amigos: Marcos Ramírez, Miguel Martínez, Pepe Estrada, Leo Hernández, Jaime García, Elena Cuautli, Othoniel Alegría, Mario Gil, y muy en especial a Erick Ramirez, Juan José Martínez y a Raúl Hernández.

Andy, la mitad de esto es tuyo, pero de lo que a mí me toca todavía hay algo para ti, gracias por tu tiempo, por tu trabajo, por tus desveladas y desmañadas, gracias por soportarme y por hacer de nosotros un gran equipo.

A todos ustedes y a los que faltaron, Muchas Gracias, a todos les debo mucho más que su apoyo, cariño o amistad, les debo lo que soy y este trabajo va por ustedes.

GRACIAS.

ANTONIO TORRES.

Agradecimiento especial al Dr. Fernando Javier Rodríguez de la Garza, que siempre estuvo con nosotros, apoyándonos, corrigiéndonos, siempre aportando mejoras a esta tesis, siempre disponible, siempre amable y siempre comprensivo; Gracias Dr. Fernando.

Dr. Fernando Samaniego Verduzco, gracias por el apoyo brindado para consolidar nuestra tesis. Siempre Agradecidos.

A los Sinodales: M.I, Mario Becerra Zepeda, Ing. Manuel Villamar Viguera, Ing. Guillermo Trejo Reyes e Ing. Ulises Neri Flores, gracias por darnos su tiempo y su punto de vista para mejorar este trabajo.

A los Ingenieros José Luis Ortiz López y Juan José Quijano Velasco, gracias por su impulso y su apoyo.

Andrea y Antonio

	Pág.
RESUMEN	1
I. INTRODUCCIÓN	3
II. REVISIÓN DE CONCEPTOS BÁSICOS	7
II.1 Reservas, Recursos y Volumen original de hidrocarburos	7
II.1.1 Definición de reserva	7
II.1.2 Reservas probadas	8
II.1.3 Reservas desarrolladas	9
II.1.4 Reservas no desarrolladas	9
II.1.5 Reservas no probadas	10
II.1.6 Reservas probables	10
II.1.7 Reservas posibles	11
II.1.8 Recursos prospectivos	11
II.1.9 Recursos contingentes	12
II.1.10 Volumen original de hidrocarburos	12
II.1.11 Volumen original de hidrocarburos total	12
II.1.12 Volumen original de hidrocarburos no descubierto	13
II.1.13 Volumen original de hidrocarburos descubierto	13
II.2 Comportamiento de fases	13
II.2.1 Fase	13
II.2.2 Compuesto Puro	14
II.2.3 Mezcla Binaria	18
II.2.4 Sistema Multicomponente	22
II.3 Clasificación de yacimientos	24
II.3.1 De acuerdo al diagrama de fases	24
II.3.2 Otras clasificaciones	27
II.4 Mecanismos de empuje	27
II.4.1 Empuje por gas en solución	28
II.4.2 Empuje por gas del casquete	28
II.4.3 Empuje por entrada natural de agua	28
II.4.4 Segregación gravitacional	29
II.4.5 Expansión de la roca y los fluidos	29
II.4.6 Combinación de empujes	29
II.5 Tipos de trampas	29
II.5.1 Trampas estructurales	30
II.5.2 Trampas estratigráficas	30
II.5.3 Trampas mixtas	30
II.6 Propiedades del sistema roca-fluidos	30
II.6.1 Propiedades de la roca	30
II.6.2 Propiedades del gas	38
II.6.3 Propiedades del aceite	40
III. OBTENCIÓN DE PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO	43
III.1 Análisis PVT Composicional	43
III.1.1 Muestreo	43
III.1.2 Métodos de muestreo	43
III.1.3 Acondicionamiento de un pozo para muestreo	44
III.1.4 Análisis en el laboratorio	44
III.1.5 Separación de expansión a composición constante	44
III.1.6 Separación diferencial. Método convencional	45

ÍNDICE

III.1.7 Separación diferencial. Método a volumen constante	46
III.1.8 Separación en etapas	47
III.1.9 Análisis composicional	48
III.2 Propiedades del Gas Natural	48
III.2.1 Densidad Relativa del Gas	48
III.2.2 Factor de volumen del gas	50
III.2.3 Densidad del gas libre	50
III.2.4 Factor de compresibilidad del gas	50
III.2.5 Correcciones para el factor de compresibilidad del gas por presencia de otros gases	51
III.2.6 Viscosidad del gas	51
III.2.7 Corrección de la viscosidad del gas por presencia de gases contaminantes	52
III. 3 Propiedades del Aceite Saturado	53
III.3.1 Correlación de M.B. Standing	53
III.3.2 Correlación de Vázquez	53
III.3.3 Correlación de Oistein	54
III.3.4 Correlación de J. A. Lasater	55
III.3.5 Densidad del aceite saturado	56
III.3.6 Viscosidad del aceite saturado	56
III.3.7 Tensión superficial del aceite saturado	56
III.4 Propiedades del Aceite Bajosaturado	56
III.4.1 Compresibilidad del aceite bajosaturado	56
III.4.2 Densidad del aceite bajosaturado	56
III.4.3 Viscosidad del aceite bajosaturado	57
III.4.4 Factor de volumen del aceite bajosaturado	57
III.4.5 Correlaciones para obtener la presión en el punto de burbujeo	57
III.5 Propiedades del Agua Saturada	58
III.5.1 Factor de volumen del agua saturada	58
III.5.2 Densidad del agua saturada	58
III.5.3 Viscosidad del agua saturada	58
III.5.4 Tensión superficial agua-gas	58
III.5.5 Solubilidad del gas en el agua	58
III.6 Propiedades del Agua Bajosaturada	59
III.6.1 Compresibilidad del agua bajosaturada	59
III.6.2 Densidad del agua bajosaturada	59
III.6.3 Factor de volumen del agua bajosaturada	59
III.7 Correlaciones para Campos Petroleros del Área Cretácica Chiapas– Tabasco	60
III.7.1 Presión de Burbujeo	60
III.7.2 Relación Gas Disuelto – Aceite	61
III.7.3 Factor de Volumen del Aceite Saturado	62
III.7.4 Compresibilidad del Aceite Bajosaturado	62
III.7.5 Densidad relativa del Gas Disuelto	62
III.8 Correlaciones para Campos Petroleros del Área Marina de Campeche	63
III.8.1 Presión de Burbujeo	64
III.8.2 Relación Gas Disuelto – Aceite	64
III.8.3 Factor de Volumen del Aceite Saturado	65
IV. LA ECUACIÓN GENERALIZADA DE BALANCE DE MATERIA	67
IV.1 Antecedentes	67
IV.2 Obtención de la Ecuación Generalizada de Balance de Materia	67
IV.3 Índices de Empuje	72

ÍNDICE

IV.3.1 Índices de Empuje de Pirson	72
IV.3.2 Índices de Empuje de Sills	72
V. CÁLCULO DE ENTRADA DE AGUA	75
V.1 Antecedentes	75
V.2 Determinación de los parámetros del acuífero mediante Balance de Materia	75
V.2.1 Gráficas de entrada de agua por Balance de Materia	75
V.3 Método de Schilthuis	76
V.4 Método de Fetkovich	77
VI. APLICACIONES DE LA EBM GENERALIZADA	81
VI.1 Procedimiento general de análisis	81
VI.2 Yacimientos de Gas Seco	86
VI.2.1 Cálculos de Balance de Materia para Yacimientos de Gas Seco	86
VI.2.1.1 Yacimientos volumétricos de gas seco	86
VI.2.1.2 Yacimientos de gas seco con entrada natural de agua	88
VI.2.2 Análisis simplificado de yacimientos de gas y condensado	89
VI.2.3 Ejemplos de aplicación.	90
VI.2.3.1 Yacimiento Volumétrico de Gas Seco	90
VI.2.3.2 Yacimiento Volumétrico de Gas Seco con Altas Presiones	93
VI.2.3.3 Yacimiento de Gas Seco con Entrada natural de agua	95
VI.3 Yacimientos de Aceite Negro	98
VI.3.1 Cálculos de Balance de Materia para Yacimientos de Aceite Negro	98
VI.3.1.1 Yacimientos Volumétricos de Aceite Negro Bajosaturado	98
VI.3.1.2 Yacimientos de Aceite Negro Bajosaturado con entrada natural de agua	99
VI.3.1.3 Yacimientos Volumétricos de Aceite Negro Saturado	99
VI.3.1.4 Yacimientos de Aceite Negro Saturado con entrada natural de agua	101
VI.3.2 Ejemplos de aplicación	102
VI.3.2.1 Yacimiento Volumétrico de Aceite Negro Bajosaturado	102
VI.3.2.2 Yacimiento de Aceite Negro Bajosaturado con entrada natural de agua	104
VI.3.2.3 Yacimiento Volumétrico de Aceite Negro Saturado	105
VI.3.2.4 Yacimiento de Aceite Negro Saturado con entrada natural de agua	109
VI.4 Yacimientos de Gas y Condensado	111
VI.4.1 Cálculos de Balance de Materia para Yacimientos de Gas y Condensado	113
VI.4.1.1 Yacimientos Volumétricos de Gas y Condensado	113
VI.4.1.2 Yacimientos de Gas y Condensado con entrada natural de agua	116
VI.4.2 Determinación de las propiedades pVT del Gas y Condensado	118
VI.4.3 Ejemplos de aplicación	121
VI.4.3.1 Yacimiento Volumétrico de Gas y Condensado	121
VI.4.3.2 Yacimiento de Gas y Condensado con entrada natural de agua	123
VI.5 Yacimientos de Aceite Volátil	125
VI.5.1 Cálculos de Balance de Materia para Yacimientos de Aceite Volátil	125
VI.5.1.1 Yacimientos Volumétricos de Aceite Volátil Bajosaturado	125
VI.5.1.2 Yacimientos de Aceite Volátil Bajosaturado con entrada natural de agua	126
VI.5.1.3 Yacimientos Volumétricos de Aceite Volátil Saturado	126

ÍNDICE

VI.5.1.4 Yacimientos de Aceite Volátil Saturado con entrada natural de agua	127
VI.5.2 Determinación de las propiedades pVT del Aceite Volátil	127
VI.5.3 Ejemplos de aplicación	127
VI.5.3.1 Yacimiento Volumétrico de Aceite Volátil Bajosaturado	127
VI.5.3.2 Yacimiento de Aceite Volátil Bajosaturado con entrada natural de agua	129
VI.5.3.3 Yacimiento Volumétrico de Aceite Volátil Saturado	131
VI.5.3.4 Yacimiento de Aceite Volátil Saturado con entrada natural de agua	134
VII. DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA LA APLICACIÓN DE LA EBM-GENERALIZADA	137
VII.1 De la herramienta en general	137
VII.2 Del manejo de datos y resultados	137
VII.3 De la información requerida	137
VII.4 De los cálculos numéricos	138
VIII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	139
NOMENCLATURA	141
BIBLIOGRAFIA	145
REFERENCIAS	145
APÉNDICE A: FACTORES DE CONVERSIÓN	147
APÉNDICE B: MANUAL DEL USUARIO	149

ECUACIÓN GENERAL DE BALANCE DE MATERIA Y UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA SUS CÁLCULOS

RESUMEN

En este trabajo se presenta el análisis de los diferentes tipos de yacimientos, con el objetivo de determinar principalmente los Volúmenes Originales de Hidrocarburos en los Yacimientos. Se desarrolló una herramienta computacional que permite este cálculo de manera rápida y eficaz, con la cual se obtuvieron resultados apropiados.

Se inicia con una breve introducción de la definición de los yacimientos petroleros, el crecimiento y las principales actividades de la ingeniería de yacimientos y un enfoque general de los métodos utilizados para la determinación del volumen total de aceite y gas en el yacimiento.

Se presentan los conceptos básicos, en los que se incluye una descripción de los diferentes tipos de reservas, recursos y volúmenes originales de hidrocarburos; se describe el comportamiento de las fases, se explica la clasificación de los yacimientos, así como los mecanismos de empuje, los tipos de trampas y las propiedades de la roca, del gas, del aceite y del agua.

Se explica cómo se obtienen las propiedades de los fluidos del yacimiento, por medio de los análisis de laboratorio o correlaciones establecidas. También se presentan las correlaciones para campos petroleros de Chiapas, Tabasco y Área Marina de Campeche.

Se hace referencia a la Ecuación General de Balance de Materia, sus antecedentes y cómo se obtiene. También se revisan los Índices de Empuje.

Se revisan varios métodos para determinar el volumen de Entrada de Agua al yacimiento, se explica con más detalle el método utilizado en la herramienta computacional creada en este trabajo.

Se hace el análisis de la Ecuación de Balance de Materia y del Método de Fetkovich Modificado para cada uno de los fluidos del yacimiento: Gas Seco, Aceite Negro, Gas y Condensado y Aceite Volátil, presentándose un ejemplo para cada caso.

Se explica la justificación del desarrollo de la herramienta computacional que se creó para la aplicación de la Ecuación Generalizada de Balance de Materia.

Finalmente se presentan las conclusiones y recomendaciones, la nomenclatura utilizada en el texto, la bibliografía, las referencias y los Apéndices A (Factores de Conversión) y B (Manual de la herramienta computacional).

I. INTRODUCCIÓN

Los yacimientos petroleros son estructuras geológicas que se formaron hace millones de años y que contienen hidrocarburos atrapados, líquidos y/o gaseosos, en sus espacios porosos y permeables. Un yacimiento es aquella porción de la trampa que contiene aceite y/o gas como un solo sistema hidráulico conectado.

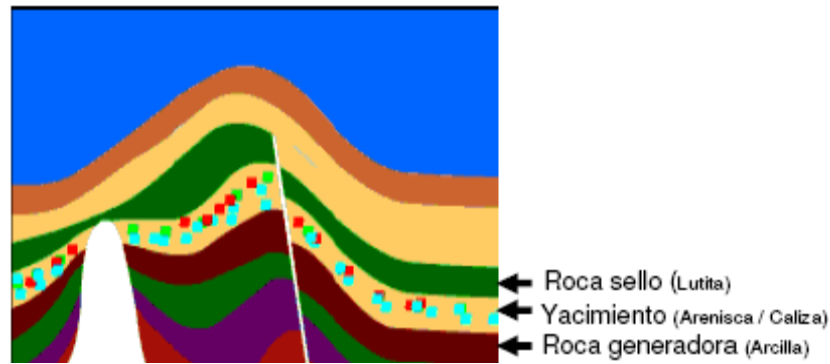


Fig. 1.1 Yacimiento Petrolero

Muchos yacimientos de hidrocarburos están conectados a acuíferos, algunos se ubican en cuencas sedimentarias enormes y comparten un mismo acuífero. En este caso, la producción de fluidos de un yacimiento provocará una declinación en la presión de los otros yacimientos, debido a la comunicación que existe entre ellos a través del acuífero.

El petróleo no se encuentra distribuido de manera uniforme en el subsuelo; debe existir la presencia de al menos cuatro condiciones básicas para que éste se acumule:

- Una roca porosa y permeable, de forma tal que bajo presión el petróleo pueda moverse a través de los poros microscópicos de la roca.
- Una roca impermeable, que evite la fuga del aceite y gas hacia la superficie.
- El yacimiento debe comportarse como una trampa, ya que las rocas impermeables deben encontrarse dispuestas de tal forma que no existan movimientos laterales de fuga de hidrocarburos.
- Debió existir material orgánico suficiente y necesario para convertirse en petróleo por el efecto de la presión y temperatura.

La industria mundial de hidrocarburos líquidos clasifica el petróleo de acuerdo a su densidad API (parámetro internacional del Instituto Americano del Petróleo, que diferencia las calidades del crudo.); así se tiene: Crudo extra pesado con una densidad menor a 10.0° API; crudo pesado, con un rango de 10.0° a 22.3° API; mediano, el rango se encuentra entre 22.3° y 31.1° API; crudo ligero, está entre 31.1° y 39.0° API y todo aquel que sea mayor de 39.0° API se considera como crudo súper ligero.

Para exportación, en México se tienen tres variedades de petróleo crudo:

- **Maya.** Pesado, con densidad de 22° API y 3.3% de contenido de azufre en peso.
- **Istmo.** Ligero, con densidad de 33.6° API y 1.3% de contenido de azufre en peso.
- **Olmeca.** Superligero, con densidad de 39.3° API y 0.8% de contenido de azufre en peso.

Los embarques de exportación se premian o castigan de acuerdo a la comparación de la densidad entregada y la densidad pactada.

I. INTRODUCCIÓN

La transformación y aprovechamiento de los recursos naturales contribuye en gran medida al progreso y desarrollo de un país. El procesamiento del petróleo crudo y del gas asociado se ha incrementado en el ámbito mundial en los últimos años, como un resultado del crecimiento de la población que demanda mayor cantidad de combustibles y lubricantes, y del desarrollo de tecnologías que permiten el procesamiento de los hidrocarburos, para la generación de productos de alto valor agregado de origen petroquímico.

Actualmente, con la finalidad de proteger el entorno ecológico, las instalaciones de producción de crudo deben seguir filosofías de diseño y operación que generen efluentes con menor contenido de contaminantes, cumpliendo con las normas de seguridad e higiene industrial más estrictas y reduciendo al mínimo las pérdidas económicas por dispendio de hidrocarburos.

Los hidrocarburos pueden presentarse como gas natural, aceite crudo líquido o como asfalto sólido o semisólido. Son compuestos básicamente formados por hidrógeno y carbono, aunque también pueden presentar en su estructura pequeñas cantidades de nitrógeno, azufre y oxígeno.

De ellos el azufre es el más abundante en crudos y asfaltos, aunque también puede presentarse en gases como ácido sulfhídrico HS_2 ; según la concentración de éste último se dice que un gas o aceite es dulce o amargo.

El nitrógeno suele ser alto en gases y asfaltos, pero no en crudos. En los gases suele aparecer como nitrógeno N_2 , que provoca un descenso en la capacidad calorífica del gas natural.

La producción inicial de hidrocarburos de un yacimiento se obtiene mediante el uso de su energía natural, que se conoce como producción primaria.

Cuando se inyecta agua o gas al yacimiento como fluidos desplazantes para ayudar a la recuperación de aceite, o bien, se reinyecta el gas producido en yacimientos de gas y condensado para mejorar la recuperación, se dice que es una etapa de recuperación secundaria.

Cuando al agua de inyección se le agregan productos químicos tales como surfactantes, con el propósito de reducir las fuerzas capilares que retienen al aceite en el yacimiento y aumentar su recuperación, se está hablando de un proceso de recuperación mejorada, otro ejemplo es cuando se inyecta gas en condiciones miscibles.

En algunos yacimientos puede convenir implantar un proceso de recuperación secundaria o mejorada antes de que concluya la etapa de producción primaria, de hecho, incluso podría ser más conveniente implantar directamente un proceso de recuperación mejorada y omitir la etapa de recuperación secundaria.

La ingeniería de yacimientos creció al reconocer que la recuperación de los yacimientos de aceite y gas puede ser predecible y de hecho, se puede incrementar si se analiza y administra el yacimiento. El primer texto que intentó organizar los conceptos del flujo de fluidos en medios porosos en una disciplina formal fue el de Muskat¹ en 1937. Él se basó en las investigaciones de Fancher², quien midió las propiedades fundamentales de las rocas (incluyendo porosidad y permeabilidad) de yacimientos de aceite, y Schilthuis³, quien tomó muestras de aceite y gas del subsuelo para medir las propiedades de los fluidos. Schilthuis⁴ también escribió un artículo de referencia que describe y explica las energías que empujan al aceite y el gas fuera del yacimiento. Este artículo derivó una de las primeras ecuaciones de balance de materia, una técnica fundamental usada por los ingenieros de yacimientos para confirmar el volumen original de aceite y gas en el yacimiento. La ecuación de balance de materia es una ecuación muy poderosa porque es una confirmación independiente de las estimaciones hechas por métodos volumétricos. Sin embargo, tiene la limitante de que no se puede aplicar hasta que se pone a producir el yacimiento.

ECUACIÓN GENERAL DE BALANCE DE MATERIA Y UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA SUS CÁLCULOS

A principios de 1940, Buckley y Leverett⁵ hicieron significantes contribuciones al entendimiento del desplazamiento del aceite y del gas demostrando el rol de la presión capilar y la permeabilidad relativa en flujo multifásico y Turner⁶ presentó su ecuación para determinar la recuperación del aceite bajo el empuje del gas en solución. Su método fue otra importante aplicación de la ecuación de balance de materia. Ambas ecuaciones, la de Turner y la de Buckley y Leverett, son usadas para predecir la futura recuperación de aceite de los yacimientos. Otro avance importante fue el que se hizo por van Everdingen y Hurst⁷ y Hurst⁸, quienes desarrollaron y resolvieron las ecuaciones para predecir el flujo de agua de un acuífero al yacimiento.

En 1955, Moore⁹ revisó la historia de los últimos 25 años de la ingeniería de yacimientos y se adelantó a la de los siguientes 25. En esa época, no previó la cantidad de modelos que se desarrollaron a principios de 1950 y que aún se siguen desarrollando. La simulación de yacimientos ha tenido muchos avances debido a que resuelve las ecuaciones numéricamente de flujo multifásico y multicomponente para proporcionar resultados precisos de la producción futura. Antes de que se aplique la simulación de yacimientos, es importante analizar el yacimiento con las siguientes técnicas: volumetría, balance de materia y curvas de declinación. La simulación de yacimientos también sufre de limitantes significativas. Primero, requiere una computadora razonablemente poderosa para resolver las ecuaciones. Segundo, el volumen original de aceite en el yacimiento puede ser resuelto más fácilmente con gráficas de balance de materia que con un modelo de simulación del yacimiento, el cual no resuelve aun el problema fácilmente. Tercero, un modelo de simulación de yacimiento requiere de mucho datos, muchos de los cuales no están disponibles.

Estos puntos no intentan disminuir la importancia de la simulación de yacimientos para la ingeniería de yacimientos moderna. Sin embargo, antes de que se aplique la simulación de yacimientos, es importante analizar el yacimiento con las técnicas descritas anteriormente.

El uso de curvas de declinación para modelar la historia de producción y la predicción de la futura producción data aproximadamente de 1908¹⁰. Arps¹¹ formalizó la técnica en 1945, mejorándola en 1956¹². En esos tiempos, era un método puramente empírico que carecía de una base fundamental. Debido a que el método aún es muy usado, Fetkovich^{13,14} intentó poner la técnica en un firme fundamento teórico. Su trabajo mejoró el entendimiento de las limitantes del método. Aún con sus limitaciones, continua siendo muy usado por los ingenieros de yacimientos.

Las actividades de la ingeniería de yacimientos se centran en responder las siguientes preguntas:

1. ¿Qué cantidad de aceite y gas se encuentran originalmente en el yacimiento?
2. ¿Qué tipo de mecanismo de empuje actúa en el yacimiento?
3. ¿Qué tipo de trampa existe en el yacimiento?
4. ¿Cuál será el factor de recuperación para el yacimiento en la producción primaria?
5. ¿Cuáles serán las tasas de producción a futuro para el yacimiento?
6. ¿Cómo puede incrementar la recuperación económicamente?
7. ¿Qué datos son necesarios para responder estas preguntas?

Están disponibles dos métodos independientes para determinar el volumen total de aceite y gas: volumetría y balance de materia¹⁵. La ecuación de balance de materia y varios índices de empuje pueden ser calculados para dar una indicación de la intensidad relativa de los diferentes mecanismos de empuje. Las teorías de desplazamiento de Buckley y Leverett⁵ y Turner⁶ pueden ser usadas para la predicción futura de la recuperación y las tasas de producción. Los modelos de las curvas de declinación también ayudan para la predicción de las futuras tasas de producción y las recuperaciones. Usualmente se involucran algunos tipos de inyección para incrementar la recuperación de un yacimiento. La inyección de agua es la más común, aunque también se utilizan la inyección de gas, la inyección de vapor, la inyección miscible de gas, combustión in situ, inyección de polímeros, e inyección de surfactantes. La determinación de varios esquemas económicos de recuperación mejorada de aceite depende en la determinación de un buen modelo del yacimiento.

I. INTRODUCCIÓN

Para usar el método de volumetría, los datos necesarios son: porosidad, espesor del yacimiento, saturación de fluidos y factor de volumen de formación (FVF). Las primeras tres propiedades se pueden determinar en cada pozo solo con el uso de registros y núcleos del pozo. El factor de volumen de formación tomando una muestra del fondo del pozo o recombinada del fluido del yacimiento y medir la relación presión/volumen en el laboratorio a temperatura del yacimiento.

Para usar la ecuación de balance de materia, los datos necesarios es la relación presión-volumen de los fluidos del yacimiento y los volúmenes de producción de aceite, agua y gas en función de la presión del yacimiento. Siempre se deben medir cuidadosamente los datos de producción. Sin embargo, en el pasado, algunas veces la producción de agua (e incluso la de gas) no se medían con precisión. En el presente, usualmente se miden estos datos con precisión debido al conocido poder y utilidad de la ecuación de balance de materia. Para aplicar las teorías de desplazamiento de Buckley y Leverett⁵, se requiere la relación de presión de capilaridad, mientras que los datos de permeabilidad relativa son requeridos en los cálculos de desplazamiento de Turner⁶. Estos datos se determinan con núcleos en un proceso llamado análisis especial de núcleos. Para calcular las tasas de producción de cada pozo se necesitan las permeabilidades del yacimiento y las geometrías del pozo. Las permeabilidades también se determinan a partir de núcleos usando pruebas de flujo.

II. REVISIÓN DE CONCEPTOS BÁSICOS

II.1 Reservas, Recursos y Volumen original de hidrocarburos

Los recursos petroleros son todas las cantidades de hidrocarburos que inicialmente se estiman en el subsuelo a condiciones de superficie. Sin embargo, empleando consideraciones de producción se le llama recurso únicamente a la parte recuperable de esas cantidades. Dentro de esta definición, a las cantidades estimadas en un principio se les denomina volumen original total, el cual puede estar descubierto o no descubierto; y a sus porciones recuperables se les denomina recursos prospectivos, recursos contingentes o reservas. En consecuencia, el concepto de reservas constituye una parte de los recursos, es decir, son acumulaciones conocidas, son recuperables y comercialmente son explotables.

También existen estimaciones bajas, centrales y altas para los recursos, y para las reservas también, denominándose probada, probada más probable, y probada más probable más posible.

Las reservas se definen como aquellas cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas a una fecha dada. Todas las reservas estimadas involucran algún grado de incertidumbre. La incertidumbre depende principalmente de la cantidad y calidad de la información geológica, geofísica, petrofísica y de ingeniería, así como de su disponibilidad al tiempo de la estimación e interpretación de esta información. El nivel de incertidumbre puede ser usado para colocar reservas en una de dos clasificaciones principales, probadas o no probadas.

Las cantidades recuperables estimadas de acumulaciones conocidas que no satisfagan los requerimientos de comercialización deben clasificarse como recursos contingentes. El concepto de comercialización para una acumulación varía de acuerdo a las condiciones y circunstancias específicas de cada lugar. Así, las reservas probadas son acumulaciones de hidrocarburos cuya rentabilidad ha sido establecida bajo condiciones económicas actuales, es decir, a la fecha de evaluación; las reservas probables y posibles podrán estar basadas en futuras condiciones económicas.

Cabe destacar que en general, las cantidades no deben ser clasificadas como reservas a menos que haya una expectativa de que la acumulación será desarrollada y puesta en producción en un tiempo razonable.

II.1.1 Definición de reserva

En el caso de las reservas probadas, las definiciones usadas por PEP (PEMEX Exploración y Producción) corresponden a las emitidas por la Securities and Exchange Commission (SEC), organismo estadounidense que regula los mercados de valores y financieros de ese país, y para las probables y posibles se aplican las definiciones de la Society of Petroleum Engineers (SPE), American Association of Petroleum Geologists (AAPG) y World Petroleum Congresses (WPC), organismos técnicos y gremiales donde México participa a través de sus geocientíficos e ingenieros. Las ventajas de este proceso de normalización, es decir, de aplicar definiciones empleadas en el mundo entero, más allá de las naturales comparaciones permite establecer procesos de trabajo auditables que generan magnitudes y clasificaciones de reservas, también auditables. Esto garantiza certidumbre y transparencia tanto en el volumen de reservas reportado como en los procedimientos empleados en su estimación. Adicionalmente, la decisión de PEMEX Exploración y Producción de certificar sus reservas de manera periódica por un consultor del subsuelo externo, también agrega certeza sobre las cifras y destierra cualquier duda acerca de sus magnitudes. De acuerdo a las definiciones mencionadas, los precios elegidos para la estimación de reservas son los correspondientes al 31 de diciembre, en tanto los costos de operación y mantenimiento, en su componente fija y variable, son los erogados durante un periodo de 12 meses, y a nivel campo. Este periodo permite capturar la estacionalidad de estos egresos, y desde luego, aporta una medición aceptable de los futuros costos para la extracción de la reserva bajo las condiciones actuales de explotación. Desde el punto de vista de costo de capital, o inversiones, la

II. REVISIÓN DE CONCEPTOS BÁSICOS

explotación de las reservas supone erogaciones en la perforación de pozos, en la realización de reparaciones mayores, en la construcción de infraestructura, y otros elementos. Así, la valuación de las reservas considera estos elementos y determina su valor. Si éste es positivo, los volúmenes de hidrocarburos son comercialmente explotables y por tanto, se constituyen en reservas. Si no es el caso, estos volúmenes pueden ser clasificados como reservas posibles si son marginales, es decir, si un ligero cambio en el precio de los hidrocarburos, o una pequeña disminución en sus costos de desarrollo, o de operación y mantenimiento, permite que su valuación sea positiva. Si tampoco éste es el caso, estos volúmenes son clasificados como recursos contingentes. Por consiguiente, no hay duda acerca de la importancia de señalar qué definiciones son empleadas en la valuación de las reservas.

II.1.1.1 Reservas (SPE)

“Las reservas son volúmenes estimados de petróleo crudo, condensados, gas natural, gas natural líquido y sustancias asociadas/ productos que son comercialmente recuperables de las acumulaciones conocidas de datos dados, bajo las condiciones económicas existentes, estableciendo gastos operacionales y bajo regulaciones gubernamentales. Las reservas estimadas están basadas en la interpretación de datos geológicos y/o de ingeniería disponibles al momento de la estimación”.

II.1.1.2 Reservas (SEC)

“Las reservas probadas de aceite y gas son las cantidades estimadas de aceite crudo, gas natural y gas natural líquido de los cuales los datos geológicos y de ingeniería demuestran con razonable certeza que son recuperables de los yacimientos conocidos bajo condiciones económicas y de operación en años futuros, por ejemplo, los precios y costos de operación hasta el momento en que se hace la estimación. Los precios se consideran en la fecha de la estimación, y se consideran los cambios en los precios existentes del contrato actual y no los cambios de futuras condiciones”.

II.1.2 Reservas probadas

Son volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas, y bajo condiciones económicas y de operación existentes, a una fecha específica, que se estima serán comercialmente recuperables con certidumbre razonable, cuya extracción cumple con las normas gubernamentales establecidas, y que han sido identificados por medio del análisis de información geológica y de ingeniería. Las reservas probadas se pueden clasificar como desarrolladas o no desarrolladas.

El establecimiento de las condiciones económicas actuales incluye la consideración de los precios, de los costos de extracción, y de los costos históricos en un periodo consistente con el proyecto. Además, si en la evaluación se utiliza un método determinista, es decir, sin una connotación probabilista, el término de certidumbre razonable se refiere a que existe una confiabilidad alta de que los volúmenes de hidrocarburos serán recuperados. Por el contrario, si se emplea un método probabilista, entonces la probabilidad de recuperación de la cantidad estimada será de 90 por ciento o más.

La SEC establece que los precios de venta de aceite crudo, gas natural y productos del gas natural a utilizarse en la evaluación económica de las reservas probadas deben corresponder al 31 de diciembre. La SEC justifica este requerimiento a fin de establecer consistencia en el cálculo entre las compañías productoras.

En general, las reservas son consideradas probadas si la productividad comercial del yacimiento está apoyada por datos reales de presión y producción. En este contexto, el término probado se refiere a las cantidades de hidrocarburos recuperables y no a la productividad del pozo o yacimiento. En ciertos casos, las reservas probadas pueden asignarse de acuerdo a registros de pozos y/o análisis de núcleos, o pruebas de formación que indican que el yacimiento en estudio está impregnado de hidrocarburos, y es análogo a yacimientos productores en la misma área o a yacimientos que han demostrado la capacidad para producir en pruebas de formación. Sin

ECUACIÓN GENERAL DE BALANCE DE MATERIA Y UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA SUS CÁLCULOS

embargo, un requerimiento importante para clasificar a las reservas como probadas es asegurar que las instalaciones para su comercialización existan, o que se tenga la certeza de que serán instaladas.

El volumen considerado como probado incluye el volumen delimitado por la perforación y definido por los contactos de fluidos, si existen. Además, incluye las porciones no perforadas del yacimiento que puedan ser razonablemente juzgadas como comercialmente productoras, de acuerdo a la información de geología e ingeniería disponible. Sin embargo, si los contactos de los fluidos se desconocen, la ocurrencia de hidrocarburos conocida más profunda controla el límite de reserva probada.

Es importante señalar también, que las reservas que serán producidas a través de la aplicación de métodos de recuperación secundaria y/o mejorada se incluyen en la categoría de probadas cuando se tiene un resultado exitoso por una prueba piloto representativa, o cuando exista respuesta favorable de un proceso de recuperación funcionando en el mismo yacimiento, o en uno análogo, con propiedades de roca y fluidos similares que proporcionen evidencia documental al estudio de viabilidad técnica en el cual el proyecto está basado.

Las reservas probadas son las que aportan la producción y tienen mayor certidumbre que las probables y posibles. Desde el punto de vista financiero, son las que sustentan los proyectos de inversión, y de ahí la importancia de la adopción de las definiciones emitidas por la SEC. Cabe mencionar y enfatizar, que para ambientes sedimentarios de clásticos, es decir, de depósitos arenosos, la aplicación de estas definiciones considera como prueba de la continuidad de la columna de aceite no sólo la integración de información geológica, petrofísica, geofísica y de ingeniería de yacimientos, entre otros elementos, sino que la presencia de mediciones de presión entre pozo y pozo es absolutamente determinante. Estas definiciones reconocen que en presencia de fallamiento en el yacimiento, cada sector o bloque debe ser evaluado independientemente considerando la información disponible, y que para declarar a uno de estos bloques como probado, necesariamente debe existir un pozo con prueba de producción estabilizada, y cuyo flujo de hidrocarburos sea comercial de acuerdo a las condiciones de desarrollo, de operación, de precio y de instalaciones al momento de la evaluación. Sin embargo, para el caso de menor fallamiento, la aplicación de las definiciones de la SEC, establece que la demostración de la continuidad de la columna de hidrocarburos de manera concluyente, solamente puede ser alcanzada a través de las ya mencionadas mediciones de presión. En ausencia de estas mediciones, o pruebas, la reserva que puede ser clasificada como probada es aquella asociada a pozos productores a la fecha de evaluación más la producción asociada a pozos por perforar en la vecindad inmediata.

II.1.3 Reservas desarrolladas

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

II.1.4 Reservas no desarrolladas

Son reservas que se espera serán recuperadas a través de pozos nuevos en áreas no perforadas, o donde se requiere un gasto relativamente grande para terminar los pozos existentes y/o construir las instalaciones de producción y transporte. Lo anterior aplica tanto en procesos de recuperación primaria como recuperación secundaria y mejorada. En el caso de inyección de fluidos u otra técnica de recuperación mejorada, las reservas asociadas se considerarán probadas no desarrolladas cuando tales técnicas hayan sido efectivamente probadas en el área y en la misma formación. Asimismo, debe existir un compromiso para desarrollar el campo de acuerdo a un plan de explotación y a un presupuesto aprobado, por ejemplo. Una demora excesivamente larga en el

II. REVISIÓN DE CONCEPTOS BÁSICOS

programa de desarrollo, puede originar una duda razonable acerca de la explotación de tales reservas y conducir a la exclusión de tales reservas en la categoría de reserva probada. Como puede notarse, el deseo de producir tales volúmenes de reservas es un requisito para llamarlas reservas probadas no desarrolladas. Si reiteradamente esta condición no es satisfecha, es común reclasificar estas reservas a una categoría que no supone su desarrollo en un periodo inmediato, como por ejemplo, reservas probables. Así, la certidumbre sobre la ocurrencia de los volúmenes de hidrocarburos en el subsuelo debe ir acompañada de la certidumbre de desarrollarlas en tiempos razonables. Si este elemento no es satisfecho, la reclasificación de reservas toma lugar no por una incertidumbre sobre el volumen de hidrocarburos, sino por la incertidumbre de su desarrollo.

II.1.5 Reservas no probadas

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

II.1.6 Reservas probables

Son aquellas reservas en donde el análisis de la información geológica y de ingeniería de los yacimientos sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de no serlo. Si se emplean métodos probabilistas para su evaluación, existirá una probabilidad de al menos 50 por ciento de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables.

Las reservas probables incluyen aquellas reservas más allá del volumen probado, y donde el conocimiento del horizonte productor es insuficiente para clasificar estas reservas como probadas. También, se incluyen aquellas reservas en formaciones que parecen ser productoras inferidas a través de registros geofísicos pero que carecen de datos de núcleos, o pruebas definitivas, y no son análogas a formaciones probadas en otros yacimientos.

En cuanto a los procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, las reservas atribuibles a estos procesos son probables cuando un proyecto o prueba piloto ha sido planeado pero aún no se encuentra en operación, y cuando las características del yacimiento parecen favorables para una aplicación comercial.

Otros casos de reservas probables surgen en diferentes situaciones. Las siguientes condiciones conducen a clasificar las reservas mencionadas como probables:

- i. Reservas asociadas a áreas donde la formación productora aparece separada por fallas geológicas, y la interpretación correspondiente indica que este volumen se encuentra en una posición estructural más alta que la del área probada.
- ii. Reservas atribuibles a futuras intervenciones, estimulaciones, cambio de equipo u otros procedimientos mecánicos, donde tales procedimientos no han tenido éxito en pozos que exhiben comportamiento similar en pozos análogos.
- iii. Reservas incrementales en formaciones productoras donde una reinterpretación del comportamiento o de los datos volumétricos, indican reservas adicionales a las clasificadas como probadas.
- iv. Reservas adicionales asociadas a pozos intermedios, y que pudieran haber sido clasificadas como probadas si se hubiera autorizado un desarrollo con espaciamiento menor al tiempo de la evaluación.

II.1.7 Reservas posibles

Son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos segura su recuperación comercial que las reservas probables. De acuerdo con esta definición, cuando son utilizados métodos probabilistas, la suma de las reservas probadas, probables y posibles tendrá al menos una probabilidad del 10 por ciento de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores. En general, las reservas posibles pueden incluir los siguientes casos:

- i. Reservas que están basadas en interpretaciones geológicas y que pueden existir en áreas adyacentes a las áreas clasificadas como probables y en el mismo yacimiento.
- ii. Reservas en formaciones que parecen estar impregnadas de hidrocarburos, basados en análisis de núcleos y registros de pozos, pero pueden no ser comercialmente productivas.
- iii. Reservas adicionales por perforación intermedia que está sujeta a incertidumbre técnica.
- iv. Reservas incrementales atribuidas a mecanismos de recuperación mejorada cuando un proyecto o prueba piloto está planeado pero no en operación, y las características de roca y fluido del yacimiento son tales, que existe una duda razonable de que el proyecto será comercial.
- v. Reservas en un área de la formación productora que parece estar separada del área probada por fallas geológicas, y que la interpretación indica que el área de estudio está estructuralmente más baja que el área probada.



Fig. 2.1 Clasificación de las reservas

II.1.8 Recursos prospectivos

Es la cantidad de hidrocarburos estimada, a una fecha dada, de acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas, y que se estiman potencialmente recuperables. La cuantificación de los recursos prospectivos está basada en información geológica y geofísica del área en estudio, y en analogías con áreas donde el volumen original de hidrocarburos ha sido

II. REVISIÓN DE CONCEPTOS BÁSICOS

descubierto, y en ocasiones hasta producido. Al considerar el nivel de incertidumbre, la magnitud de éstos puede corresponder a una estimación baja, central o alta.

II.1.9 Recursos contingentes

Son aquellas cantidades de hidrocarburos que se estiman, a una fecha dada, que potencialmente son recuperables de acumulaciones conocidas pero que bajo las condiciones económicas de evaluación a esa misma fecha, no se considera que sean comercialmente recuperables. Los recursos contingentes pueden incluir, por ejemplo, acumulaciones donde no exista un mercado para comercializar lo producido, o donde la recuperación deseada de hidrocarburos depende del desarrollo de nuevas tecnologías, o donde la evaluación de la acumulación no se ha concluido.

II.1.10 Volumen original de hidrocarburos

El volumen original es la cantidad de hidrocarburos que se estima existe inicialmente en un yacimiento. Este volumen se encuentra en equilibrio, a la temperatura y presión prevaleciente en el yacimiento, y suele expresarse a condiciones de superficie.

El volumen puede inferirse por procedimientos deterministas o probabilistas. Los primeros incluyen, principalmente, a los volumétricos, balance de materia y simulación numérica. Los segundos modelan la incertidumbre de parámetros como porosidad, saturación de agua, espesores netos, gastos iniciales, entre otros, como funciones de probabilidad que producen, en consecuencia, una función de probabilidad para el volumen original.

El método volumétrico es uno de los métodos más usados, empleándose en las etapas iniciales en que se comienza a conocer al campo o yacimiento. Se fundamenta en la estimación de las propiedades petrofísicas de la roca y de los fluidos en el yacimiento. Las principales propiedades petrofísicas son: la porosidad, la permeabilidad, la saturación de fluidos, la presión capilar y el factor de formación, entre otras. Asimismo, otro elemento fundamental es la geometría del yacimiento, representado en términos de área y espesor neto.

Dentro de las características a obtener para estimar el volumen original destacan las siguientes:

- i. Volumen de roca que contiene hidrocarburos.
- ii. Porosidad efectiva y saturación de hidrocarburos en el volumen de roca que los contiene.
- iii. Fluidos identificados y sus propiedades, con el propósito de establecer el volumen de hidrocarburos a condiciones de superficie o condiciones estándar.

II.1.11 Volumen original de hidrocarburos total

El volumen original de hidrocarburos total es la cuantificación de todas las acumulaciones de hidrocarburos naturales que se estima existen. Este volumen incluye a las acumulaciones conocidas, económicas o no, recuperables o no, a la producción obtenida de los campos explotados o en explotación, y también a las cantidades estimadas en los yacimientos que podrían ser descubiertos.

Todas las cantidades del volumen de hidrocarburos total pueden ser recursos potencialmente recuperables, ya que la estimación de la parte que se espera recuperar depende de la incertidumbre asociada, y también de circunstancias comerciales, de la tecnología usada y de la disponibilidad de información. Por consiguiente, una porción de aquellas cantidades clasificadas como no recuperables pueden transformarse, en el futuro, en recursos recuperables si por ejemplo, las condiciones comerciales cambian, si nuevos desarrollos tecnológicos ocurren, o si datos adicionales son adquiridos.

II.1.12 Volumen original de hidrocarburos no descubierto

Es la cantidad de hidrocarburos evaluada, a una fecha dada, de acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas. Al estimado de la porción potencialmente recuperable del volumen original de hidrocarburos no descubierto se le define como recurso prospectivo.

II.1.13 Volumen original de hidrocarburos descubierto

Es la cantidad de hidrocarburos estimada, a una fecha dada, alojada en acumulaciones conocidas más la producción de hidrocarburos obtenida de las mismas. El volumen original descubierto puede ser clasificado como económico y no económico. Una acumulación es económica cuando hay generación de valor como consecuencia de la explotación de sus hidrocarburos. Asimismo, la parte que es recuperable, dependiendo de que si es económica o no, se denomina reserva y recurso contingente, respectivamente.

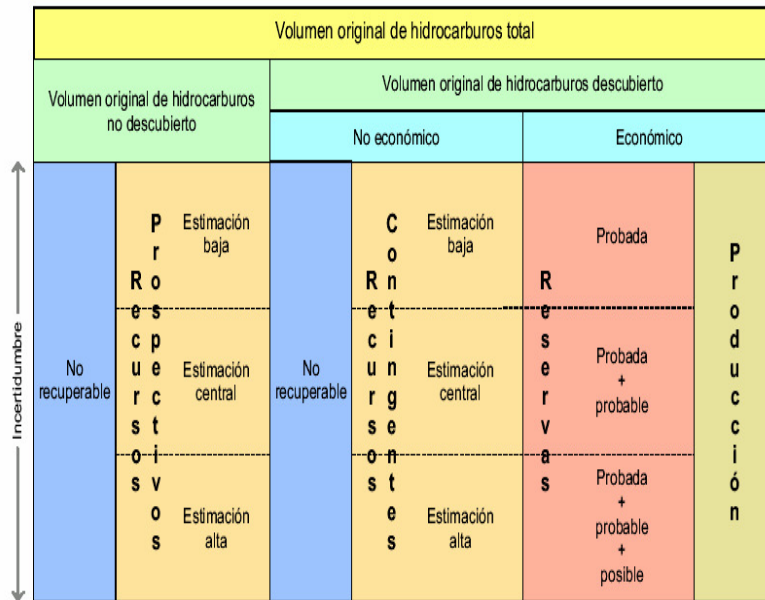


Fig. 2.2 Clasificación del volumen original de hidrocarburos total

II.2 Comportamiento de fases

El comportamiento de fases de los hidrocarburos es muy utilizado para mostrar los efectos de presión y temperatura sobre los estados físicos de un sistema de hidrocarburos, además, el ingeniero puede determinar desde un punto de vista técnico, el tipo de fluidos que contiene un yacimiento y posteriormente predecir su comportamiento en el yacimiento.

II.2.1 Fase

Una porción físicamente distinta de materia que es uniforme en su composición y propiedades se llama fase.

Las fases presentes en la materia son el sólido, líquido y gas; Fig. 2.3. Como se sabe en la fase sólida los cuerpos poseen volumen definido y forma propia a ciertas condiciones de presión y temperatura, los líquidos poseen volumen propio pero no forma propia y los gases carecen de ambos.

Los líquidos y gases se consideran como fluidos. Un líquido en la medida que llene un recipiente adoptará la forma de este, pero retendrá su volumen, mientras que un gas siempre llenará cualquier recipiente que lo confine.

II. REVISIÓN DE CONCEPTOS BÁSICOS

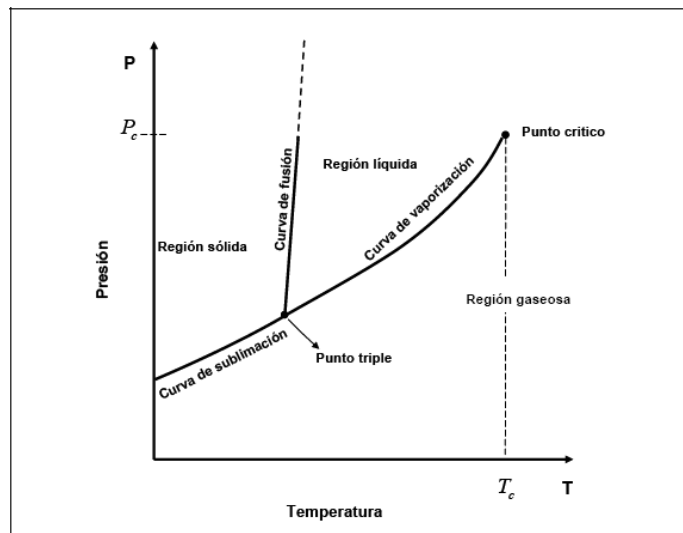


Fig. 2.3 Diagrama de fase P vs. T para una sustancia pura

Los hidrocarburos presentan un comportamiento multifásico en altos rangos de presión y temperatura. Las fases más importantes para el estudio de comportamiento de fases que ocurre en las reservas de Petróleo son la fase líquida y de gas.

Las condiciones bajo las cuales estas fases existen son de gran importancia práctica para la clasificación de yacimientos, las determinaciones experimentales o matemáticas de estas condiciones se expresan convenientemente en diferentes tipos de diagrama del tipo redondo llamados diagramas de fase.

II.2.2 Compuesto Puro

El comportamiento de un sistema de fluidos heterogéneo está influenciado por el número de componentes que contiene.

Un sistema que consiste de una sustancia pura se comporta de manera distinta de uno formado por dos o más componentes cuando las condiciones de presión y temperatura son tales que las fases líquidas y gaseosas se hacen presentes.

Por consiguiente, la explicación del comportamiento de fase se iniciará con la descripción de un sistema de un solo componente, prosiguiendo con la del comportamiento de los binarios y multicomponentes.

El tipo más simple de sistemas de hidrocarburos es el que tiene un solo componente. La palabra componente se refiere al número de moléculas o átomos que presenta una sustancia, este sistema tiene un solo tipo de moléculas por lo que se le denomina puro, aunque en la realidad es difícil alcanzar un grado de pureza del 100 %. En la industria, los grados de pureza que comúnmente se manejan son:

- Industrial con una pureza del 0.98
- Técnico con una pureza del 0.99
- Investigación con una pureza del 0.9999
- Copel, el más cercano al 100 %, es de 0.999999

La comprensión de la relación presión-volumen-temperatura de los componentes puros provee las bases para la comprensión de los diagramas de fases de los componentes del petróleo que son sistemas multicomponentes. Se tiene un componente puro, en estado de gas, en un celda pVT y

ECUACIÓN GENERAL DE BALANCE DE MATERIA Y UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA SUS CÁLCULOS

estableciendo las condiciones base (C.B.) de presión y temperatura del lugar, Fig. 2.4. Al incrementar la presión con la bomba de inyección de mercurio, inyectando un volumen de mercurio a la celda, se tiene que el componente puro se represiona y se incremente la presión en el interior de la celda, se toman las mediciones necesarias y se vuelve a inyectar otro volumen de mercurio, después de varios volúmenes inyectados se alcanzará una presión que se mantiene constante; tras inyectar otro volumen de mercurio y ver que la presión se incrementa en forma rápida por mínimo que sea el incremento de volumen de mercurio, Figs. 2.5 y 2.6. Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 2.1 a una temperatura constante T_1 .

Ahora bien, colocando los valores tabulados en una gráfica de presión contra volumen Fig. 2.7, se tiene el comportamiento típico presión-volumen a temperatura constante, en el que se identifican tres regiones características; la primera en la que el compuesto está en estado de gas, la segunda en donde se encuentran dos fases y la última en la que la materia está en estado líquido.

Se repiten los mismos procedimientos descritos a diferentes temperaturas y se construye una familia de trayectorias del comportamiento del componente puro a diferentes temperaturas (isotermas) Fig. 2.8.

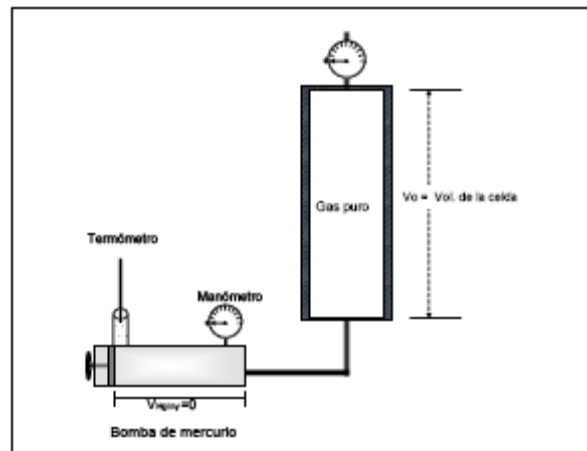


Fig. 2.4 Condiciones iniciales del componente puro en la celda PVT.

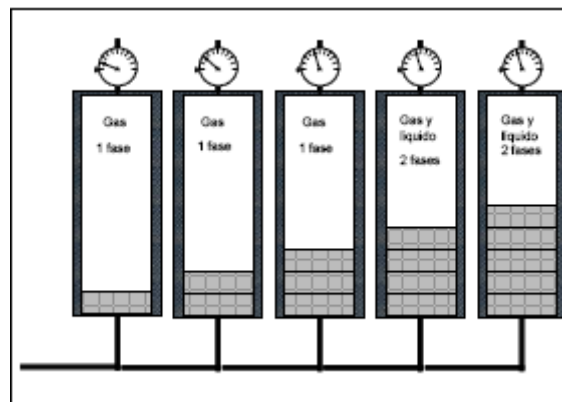


Fig. 2.5 Comportamiento del componente puro al inyectar mercurio.

II. REVISIÓN DE CONCEPTOS BÁSICOS

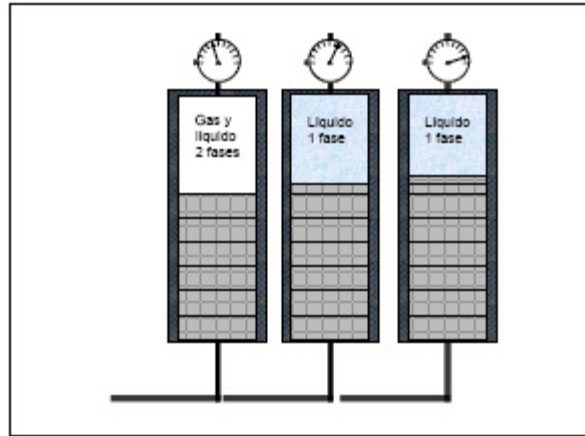


Fig. 2.6 Comportamiento del componente puro al inyectar mercurio.

Punto de observación	Volumen de Hg. inyectado	Vol. de muestra	Presión
0	0	V_0	$P_0 = P_{atm} = 0$
1	V_{1Hg}	$V_1 = V_0 - V_{1Hg}$	$P_1 > P_0$
2	V_{2Hg}	$V_2 = V_1 - V_{2Hg}$	$P_2 > P_1$
3	V_{3Hg}	$V_3 = V_2 - V_{3Hg}$	$P_3 > P_2$
4	V_{4Hg}	$V_4 = V_3 - V_{4Hg}$	$P_4 = P_3$
5	V_{5Hg}	$V_5 = V_4 - V_{5Hg}$	$P_5 = P_4$
6	V_{6Hg}	$V_6 = V_5 - V_{6Hg}$	$P_6 = P_5$
7	V_{7Hg}	$V_7 = V_6 - V_{7Hg}$	$P_7 >> P_6$
n	V_{nHg}	$V_n = V_{n-1} - V_{nHg}$	$P_n >> P_{n-1}$

Tabla 2.1 Resultados de un sistema de un componente, Figs. 2.4, 2.5 y 2.6.

Es importante observar el comportamiento de la materia durante los experimentos. En primer lugar tenemos que al incrementar el volumen de inyección de mercurio en la celda PVT, la presión se incrementa y el volumen del componente puro decrece manteniendo su composición constante, todo esto en los puntos P_0 hasta P_3 .

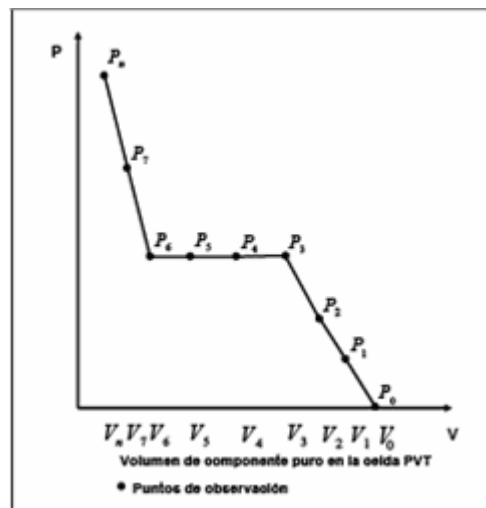


Fig. 2.7 Comportamiento del volumen de la sustancia en el diagrama V vs. P.

ECUACIÓN GENERAL DE BALANCE DE MATERIA Y UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA SUS CÁLCULOS

Al seguir inyectando un volumen de mercurio a la celda, tenemos que la presión se mantiene constante en los puntos P_3 , P_4 , P_5 y P_6 , que son iguales pero el volumen del componente sigue disminuyendo, en el punto P_3 aparece la primera gota de líquido, es decir, se llega al punto de rocío entonces en P_3 , P_4 , P_5 y P_6 se está en dos fases: líquido y gas.

Se analiza de P_6 a P_7 con una pequeña cantidad de Hg. La presión P_7 se incrementa considerablemente, esto se debe a que en el punto P_6 se acaba de integrar la última burbuja de gas al líquido, es decir, estamos en el punto de burbuja y como es sabido los líquidos son ligeramente compresibles. Después de P_7 , de igual manera se incrementa la presión con la mínima cantidad de inyección de mercurio y esto hasta llegar a un punto de observación P_n donde ya no se puede comprimir el líquido.

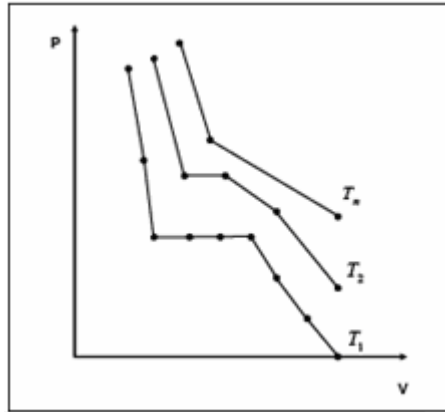


Fig. 2.8 Isotermas de la sustancia.

Siguiendo el mismo procedimiento anterior pero ahora incrementando la temperatura de tal forma que $T_1 < T_2$ y en general $T_n < T_{n+1}$, se puede observar que la presión se incrementa manteniéndose la misma composición en la celda y se puede apreciar que se llegará más rápido al punto de rocío hasta llegar a una temperatura donde con un incremento de presión en el interior de la celda se llega al punto de rocío y al mismo tiempo al punto de burbuja, es decir estamos en el punto crítico.

Si trazamos una línea suave uniendo los puntos rocío, los de burbuja y el punto crítico se forma la región de dos fases que es la que se encuentra dentro de la envolvente de la curva, Fig. 2.9.

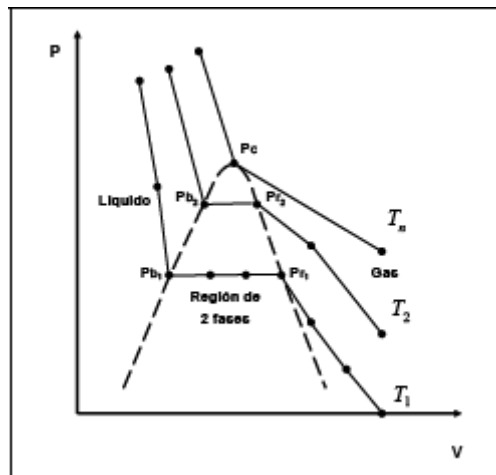


Fig. 2.9 Comportamiento de la sustancia pura a diferentes temperaturas en V Vs. P.

II. REVISIÓN DE CONCEPTOS BÁSICOS

Ahora bien, si se trasladan los puntos de rocío, los de burbuja y el punto crítico a un diagrama p-T; tendremos graficado el diagrama de fases para cualquier sustancia pura o un sistema de un solo componente.

La curva de la Fig. 2.10 se conoce como curva de presión de vapor. Esta curva separa las condiciones de presión y temperatura para las cuales la sustancia puede ser líquido por arriba de la curva de presión de vapor y gas por debajo de la curva, es decir podemos definir a la curva de presión de vapor como la presión a la cual coexiste la fase líquida y la fase gaseosa a determinada presión y temperatura.

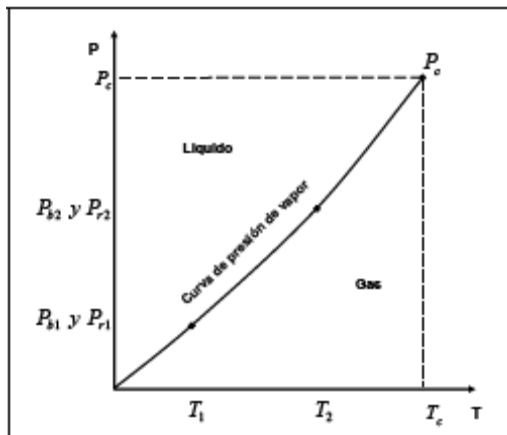


Fig. 2.10 Curva de presión de vapor de una sustancia pura.

II.2.3 Mezcla Binaria

Para sistemas binarios, dos fases pueden existir en equilibrio a diferentes presiones y a la misma temperatura. Una de las características importantes de los sistemas binarios es la variación de sus propiedades físicas y termodinámicas con la composición. Por lo tanto es necesario que se especifique la composición de la mezcla en términos de fracción mol o en fracción peso.

Se realiza el mismo procedimiento descrito para un componente, pero en esta ocasión con una mezcla binaria (dos sustancias puras cuales quiera y que son gas a condiciones base). Además la celda pVT cuenta con una pequeña ventana donde se puede visualizar el interior y ver los fenómenos físicos que suceden con la mezcla binaria desde que aparece la primera gota (punto de rocío) hasta solo queda una burbuja de gas (punto de burbuja) y pasa totalmente a líquido. Los resultados se presentan en la Tabla 2.2.

Punto de observación	Volumen de Hg. inyectado	Vol. de muestra	Presión
0	0	V_0	$P_0 = P_{atm} = 0$
1	V_{1Hg}	$V_1 = V_0 - V_{1Hg}$	$P_1 > P_0$
2	V_{2Hg}	$V_2 = V_1 - V_{2Hg}$	$P_2 > P_1$
3	V_{3Hg}	$V_3 = V_2 - V_{3Hg}$	$P_3 > P_2$
4	V_{4Hg}	$V_4 = V_3 - V_{4Hg}$	$P_4 > P_3$
5	V_{5Hg}	$V_5 = V_4 - V_{5Hg}$	$P_5 > P_4$
6	V_{6Hg}	$V_6 = V_5 - V_{6Hg}$	$P_6 > P_5$
7	V_{7Hg}	$V_7 = V_6 - V_{7Hg}$	$P_7 >> P_6$
n	V_{nHg}	$V_n = V_{n-1} - V_{nHg}$	$P_n >> P_{n-1}$

Tabla 2.2 Resultados de un sistema binario.

ECUACIÓN GENERAL DE BALANCE DE MATERIA Y UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA SUS CÁLCULOS

De igual manera al incrementar la presión en el interior de la celda desde P_1 hasta P_3 el volumen de la mezcla disminuye y en P_3 , ocurre algo muy interesante: aparece la primera gota de líquido debido a que se llegó al punto de rocío para una presión y una temperatura dada; se sigue incrementando la presión y notamos que el gas se está licuando cada vez más. Hasta llegar a P_6 donde prácticamente solo queda una burbuja de gas al que se le llama punto de burbuja, Fig. 2.11.

Repitiendo este experimento a diferentes temperaturas progresivamente se consiguen las isotermas, además trazando una curva con los puntos de rocío hasta el punto crítico y los puntos de burbuja de igual manera se forma una envolvente de dos fases por el interior de esta y de una sola fase a ambos lados presentadas en la Fig. 2.12. Los puntos de rocío y burbuja trazados en un diagrama de P-T, Fig. 2.13, indican que las relaciones de presión y temperatura no pueden ser representadas por una curva de presión de vapor como en el caso de un solo componente, sino, por dos curvas que forman una de muchas envolventes que puede tener tipo redondo, Fig. 2.14.

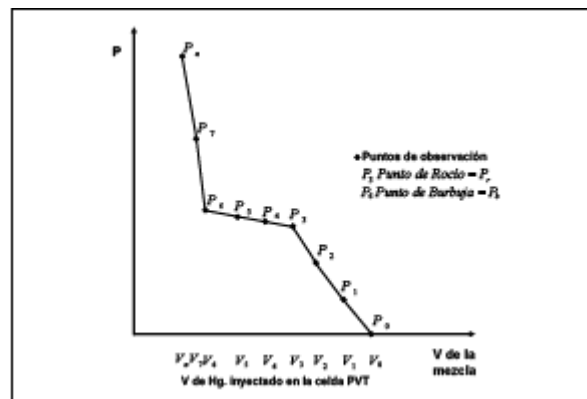


Fig. 2.11 Comportamiento de una mezcla binaria en un diagrama P-V.

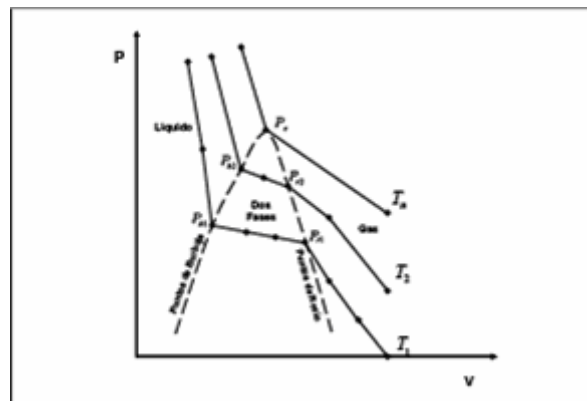


Fig. 2.12 Isotermas de un sistema binario.

II. REVISIÓN DE CONCEPTOS BÁSICOS

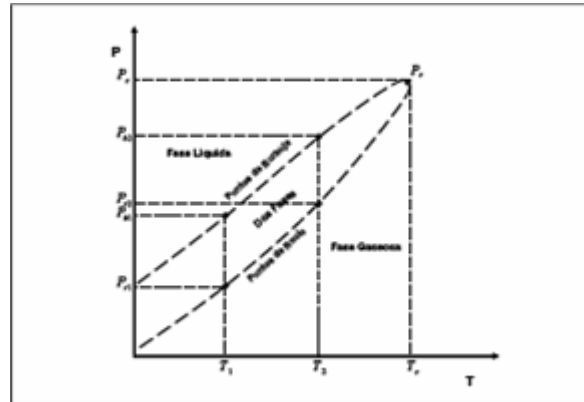


Fig. 2.13 Diagrama p-T de una mezcla binaria.

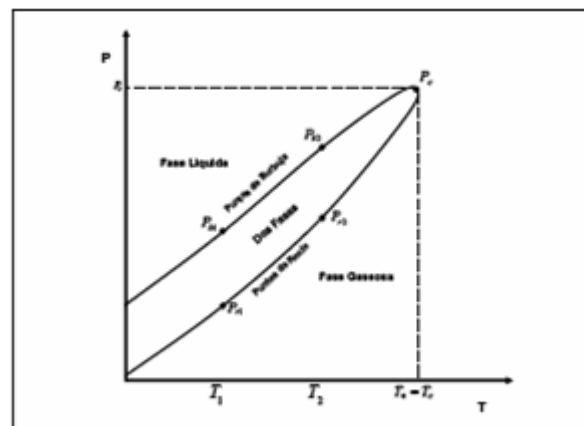


Fig. 2.14 Diagrama de fases del tipo redondo de una mezcla binaria.

Considérese el caso particular de etano y n-heptano, los dos en las mismas condiciones de pureza. Por un lado se tiene que las curvas de presión de vapor son diferentes para cada componente puro, Fig. 2.15.

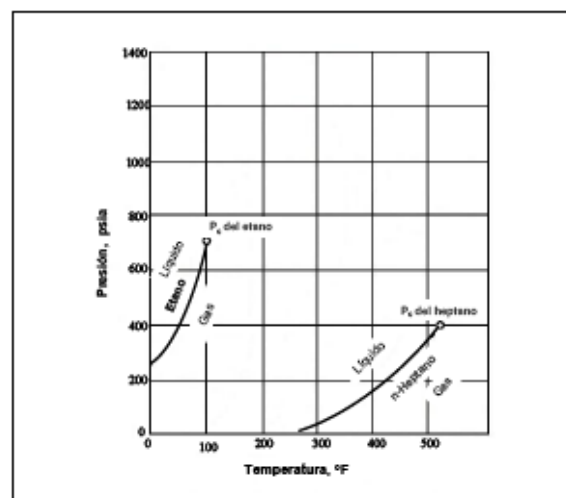


Fig. 2.15 Curvas de presión de vapor del etano y el heptano puro.

ECUACIÓN GENERAL DE BALANCE DE MATERIA Y UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA SUS CÁLCULOS

Y conforme se hacen las mezclas, entre más componentes ligeros tenga la curva es más vertical y caso contrario con los componentes del n-heptano, las envolventes tienden a recostarse del lado derecho. Kay estudió el comportamiento de fase del sistema binario del etano/n-heptano con varias composiciones.

En el lado izquierdo de la Fig. 2.16, la curva que termina en C es la curva de presión de vapor del etano puro; la curva en el lado derecho, es la curva de presión de vapor de n-heptano puro. Así, que de C_1 a C_3 son unos los puntos críticos de las mezclas de etano/n-heptano con composiciones diferentes. La línea punteada representa el sitio de puntos críticos para el número infinito de posibles mezclas del etano y n-heptano. Cada composición de la mezcla tiene su propia envolvente en su diagrama de fase de p-T.

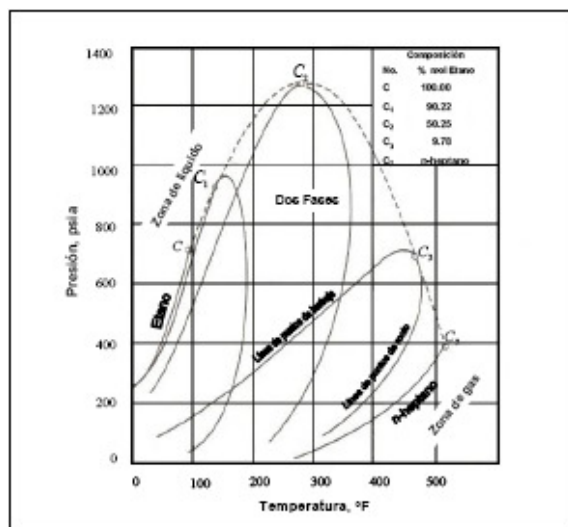


Fig. 2.16 Diagrama de p vs. T de etano/n-heptano con varias concentraciones de etano.

Las tres composiciones mostradas, que son 90.22, 50.25, y 9.78 % en peso mol de etano, representan un sistema que es principalmente etano, un sistema que es medio etano y medio n-heptano (en peso), y un sistema que es principalmente n-heptano, respectivamente. Muestran varios rasgos interesantes del sistema binario y el sistema multicomponente puede estudiarse de estas tres mezclas.

Como cambia la composición, la situación o posición del punto crítico y la forma del diagrama de fase de p-T puede cambiar.

Con una mezcla compuesta principalmente de etano, los puntos críticos tienden a la izquierda de la cricondenterma, semejante al sistema de un yacimiento de gas y condensado. Como el porcentaje de etano en aumentos de la mezcla es mayor al 90 %, el punto crítico de estas mezclas se acercará más al del sistema del etano puro.

El punto crítico para la mezcla compuesta principalmente de n-heptano se encuentra por debajo de la cricondenbara. Este sistema es análogo a un yacimiento de aceite negro. Conforme el porcentaje del n-heptano se incrementa, el punto crítico de las mezclas se acercará al del n-heptano puro. Con los porcentajes iguales de etano y n-heptano, la presión crítica está cerca de la cricondenbara de etano y n-heptano. Como la concentración de cada componente es similar, la región de dos fases crece.

II. REVISIÓN DE CONCEPTOS BÁSICOS

Otros sistemas binarios proporcionan una visión adicional en el efecto de diferir los puntos de ebullición de los componentes que lo constituyen, Fig. 2.17.

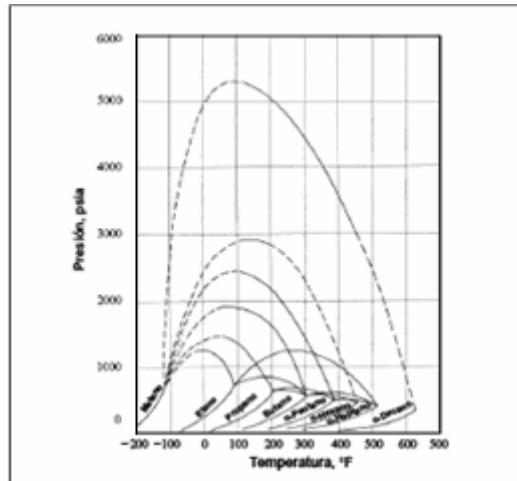


Fig. 2.17 Diagrama de fases del etano con otros hidrocarburos.

II.2.4 Sistema Multicomponente

El comportamiento de fases de un sistema de hidrocarburos multicomponente en la región de dos fases es muy similar al comportamiento que se presenta en los sistemas binarios. Pero los sistemas multicomponentes son mucho más complejos, Fig. 2.18, con un gran número de diferentes componentes hidrocarburos y no hidrocarburos y en ocasiones sólidos, con rangos de presión y temperaturas diferentes. Esto hace que el comportamiento de las isoterma cambie de una forma perceptible a una imperceptible.

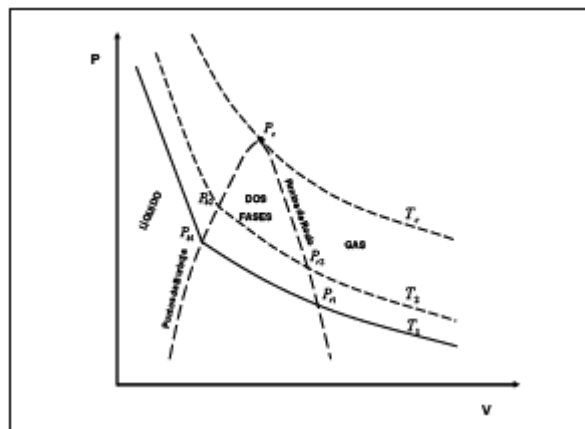


Fig. 2.18 Diagrama P vs. V de un sistema multicomponente.

El comportamiento termodinámico de una mezcla de hidrocarburos depende de las condiciones de presión y temperatura en que se encuentre, por lo que un diagrama p vs. T del fluido nos dará una clara idea de qué tipo de fluido se está manejando, y el comportamiento que podría tener a diferentes condiciones de presión y temperatura.

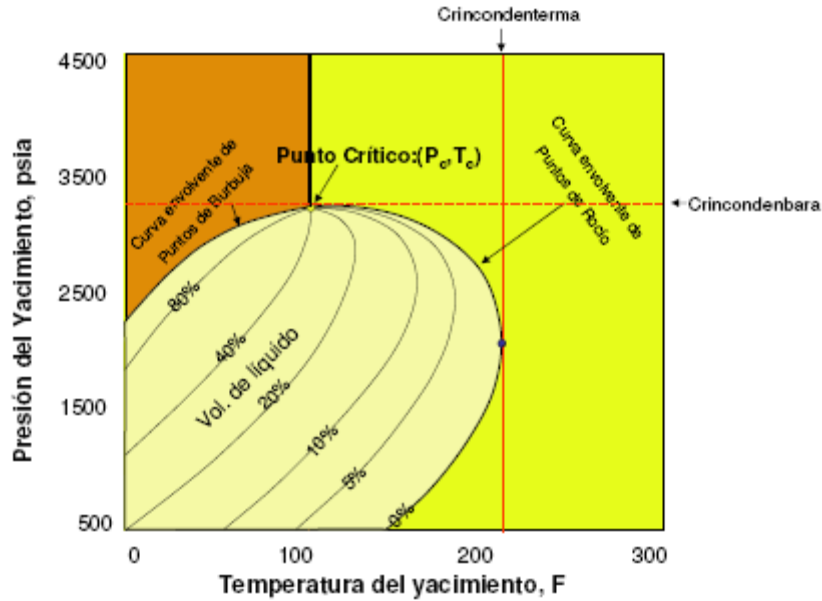


Fig. 2.19 Diagrama de fases de un sistema multicomponente.

El diagrama de fases, p-T, anterior, es esencialmente utilizado para clasificar yacimientos y para describir el comportamiento de fases de los yacimientos de petróleo.

Para la mejor comprensión de los diagramas de p-T, es necesario identificar y definir los puntos importantes de un diagrama de p-T:

Cricondenterma (T_{ct}): La cricondenterma se define como la máxima temperatura a la que dos fases (gas y líquido) coexisten en equilibrio, a una temperatura por encima de la cricondeterma no se puede formar líquido, no importando qué presión se tenga.

Cricondenbara (p_{cb}): La cricondenbara se define como la máxima presión a la que dos fases (gas y líquido) coexisten en equilibrio, a una presión mayor a la que la cricondenbara no se puede formar gas, no importando la temperatura que se presente.

Punto crítico: El punto crítico de una mezcla multicomponente es referido como el estado de presión y temperatura en el cual todas las propiedades Intensivas del gas y del líquido son iguales. La correspondiente presión y temperatura son llamadas presión crítica (p_c) y temperatura crítica (T_c) de la mezcla.

Curvas de calidad: Las líneas discontinuas dentro de la envolvente de fases son las llamadas líneas de calidad. Éstas describen las condiciones de presión y temperatura en las cuales existen volúmenes iguales de líquido. Se observa que las líneas de calidad convergen en el punto crítico.

Curva de Burbujeo o Curva de Puntos de Burbujeo: La curva de burbujeo es definida como la curva que separa la región de una fase (fase líquida) de la región de dos fases.

Curva de Rocío o Curva de Puntos de Rocío: La curva de rocío es definida como la curva que separa la región de una fase (fase gaseosa) de la región de dos fases.

Envolvente de fases (región de dos fases): Es la región delimitada por la curva de rocío y la curva de burbujeo, en donde el gas y el líquido coexisten en equilibrio.

II. REVISIÓN DE CONCEPTOS BÁSICOS

Cada mezcla de hidrocarburos encontrada en un yacimiento, tendrá un diagrama de fases característico, el cual permanecerá constante mientras permanezca constante la proporción de componentes en la mezcla, sufriendo modificaciones cuando se altere la proporción de componentes debido a la extracción preferencial de fluidos o a la inyección de alguno o algunos de ellos.

II.3 Clasificación de yacimientos

II.3.1 De acuerdo al diagrama de fases

Inicialmente, los hidrocarburos contenidos en el yacimiento pueden presentarse en una sola fase, o bien, pueden coexistir dos fases, líquido y gas, en equilibrio termodinámico:

- Cuando los hidrocarburos están en una fase, esta puede ser líquida o gaseosa.
- Cuando la fase es solo líquida, todo el gas se encuentra disuelto en el aceite, $p_i > p_b$, y es necesario evaluar tanto las reservas de aceite como de gas.
- Cuando existe sólo fase gaseosa, el gas puede o no contener hidrocarburos vaporizados.
 - Si no contiene hidrocarburos vaporizados, el yacimiento es de gas seco.
 - Si contiene hidrocarburos vaporizados, estos son recuperados en superficie como "condensados" o "líquidos del gas natural". Los yacimientos en este caso son de gas y condensado, $p_i > p_b$, y deben evaluarse reservas de gas y del líquido asociado.

-Cuando existen dos fases, líquido (aceite) y gas, en equilibrio, se tienen dos zonas en el yacimiento: el casquete de gas y la zona de aceite. En este caso deberán evaluarse cuatro tipos de reservas: 1) el gas libre, 2) el gas disuelto en el aceite, 3) el aceite en la zona de aceite y 4) los líquidos del gas natural recuperables del casquete de gas.

Aunque los hidrocarburos presentes en un yacimiento son volúmenes fijos, las reservas dependen del método que se emplee para producir el yacimiento.

Una apropiada clasificación de los yacimientos, requiere del conocimiento del comportamiento termodinámico de las fases presentes en el yacimiento y de las fuerzas responsables de los mecanismos de producción. En general, los yacimientos son convenientemente clasificados con base en su presión inicial y temperatura con respecto a la posición que éstos dos presenten dentro de un diagrama de fases p-T de los fluidos del yacimiento. Por consiguiente, los yacimientos pueden ser clasificados esencialmente dentro de dos tipos:

- Yacimientos de aceite: Si la temperatura del yacimiento es menor que la temperatura crítica T_c de los fluidos del yacimiento.
- Yacimientos de gas: Si la temperatura del yacimiento es mayor que la temperatura crítica de los fluidos hidrocarburos.

Yacimientos de Aceite y Gas Disuelto

Los yacimientos de aceite y gas disuelto se subdividen en dos categorías los yacimientos de bajo encogimiento (aceite negro) y los alto encogimiento (aceite volátil).

Yacimientos de Aceite y Gas Disuelto de Bajo Encogimiento

También llamado de aceite negro, tiene componentes intermedios, de C_3 a C_6 , comparativamente bajos y alto el de componentes pesados; la temperatura del yacimiento es menor que la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos; el punto crítico, generalmente está situado a la derecha de la cricondenbara y las curvas de calidad se cargan predominantemente hacia la línea de puntos de rocío. Los valores de los parámetros principales que lo caracterizan son: RGA_i (scf/STB) < 200, va aumentando cuando $p < p_b$, Densidad (API) < 45 en superficie, Bo_i (bl @ c.y./STB) < 2.0 y tiene un color oscuro.

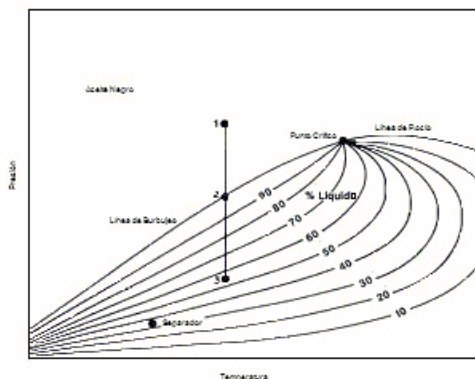


Fig. 2.20 Diagrama de fases para un yacimiento de aceite y gas disuelto de bajo encogimiento

Yacimientos de Aceite y Gas Disuelto de Alto Encogimiento

También llamado de aceite volátil, se observa que la temperatura de la formación es menor pero cercana a la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos que contiene, que su punto crítico está cerca de la cricondenbara y que las líneas de calidad están relativamente separadas de la línea de puntos de rocío, lo que indica un alto contenido de componentes intermedios. Se llama volátil debido a que la temperatura del yacimiento es cercana a la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos que contiene, lo que hace que el equilibrio de fases sea difícil y que cambios pequeños de presión o temperatura produzcan modificaciones importantes en los volúmenes de líquido y gas coexistentes. Y sus características son: $2000 < RGA_p < 3300$ scf/STB, va aumentando cuando $p < p_b$, densidad (API) > 40 , Bo_i (bl @ c.y./STB) > 2.0 , el aceite que se produce cerca de p_b se encoge más de la mitad cuando llega a superficie, este tipo de aceite debe producirse a través de tres o más etapas de separación y su color es ligeramente oscuro.

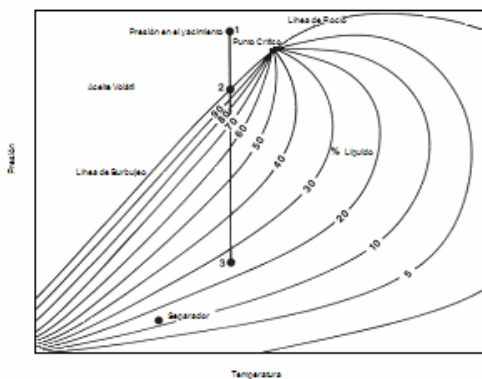


Fig. 2.21 Diagrama de fases para un yacimiento de aceite y gas disuelto de alto encogimiento

Yacimientos de Gas

En este tipo de yacimientos de gas se consideran tres categorías los yacimientos de gas y condensado, los yacimientos de gas húmedo y los yacimientos de gas seco.

Yacimientos de Gas y Condensado

Se presenta cuando la temperatura del yacimiento se encuentra entre la temperatura crítica y la cricondenbar de la mezcla de hidrocarburos. El punto crítico generalmente está a la izquierda de la cricondenbar y las líneas de calidad se cargan predominantemente hacia la línea de puntos de burbuja. Si la presión del yacimiento es mayor a la presión de rocío de la mezcla, los fluidos se encuentran inicialmente en estado gaseoso. Cuando en el yacimiento se produce una reducción isotérmica de la presión y se cruza la presión de rocío, se entra a la región de dos fases,

II. REVISIÓN DE CONCEPTOS BÁSICOS

ocurriendo la llamada condensación retrograda de las fracciones pesadas e intermedias, que se depositan como líquido en los poros de la roca. Los parámetros principales tienen las siguientes características: $RGA > 3300$ scf/STB, cuando $RGA > 50000$ scf/STB el volumen de condensado en el yacimiento es muy pequeño y el yacimiento puede ser tratado como gas húmedo, la RGA va aumentando cuando $p < p_b$, $40 < \text{densidad (API)} < 60$, Bo_i (bl @ c.y./STB) > 2.0 y es ligeramente coloreado.

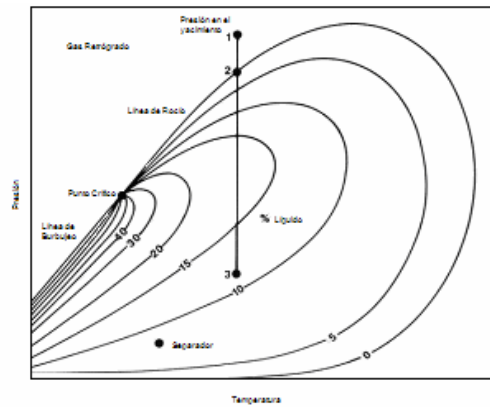


Fig. 2.22 Diagrama de fases para un yacimiento de gas y condensado

Yacimientos de Gas Húmedo

Se presenta cuando la temperatura del yacimiento es mayor que la cricondenterma de la mezcla, por lo que nunca se tendrán dos fases en el yacimiento, solamente fase gaseosa. Cuando estos fluidos son llevados a la superficie entran a la región de dos fases, se llega a presentar agua vaporizada en el gas del yacimiento. Un yacimiento de gas que produce más de 50000 scf/STB puede tratarse como yacimiento de gas húmedo.

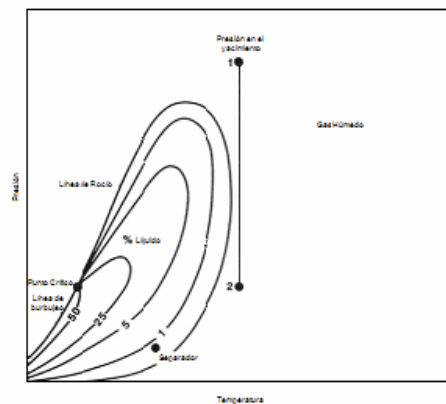


Fig. 2.23 Diagrama de fases para un yacimiento de gas húmedo

Yacimientos de Gas Seco

Estos yacimientos contienen principalmente metano, con pequeñas cantidades de etano, propano y más pesados. Tanto a condiciones de yacimiento como en la superficie no entra a la región de dos fases.

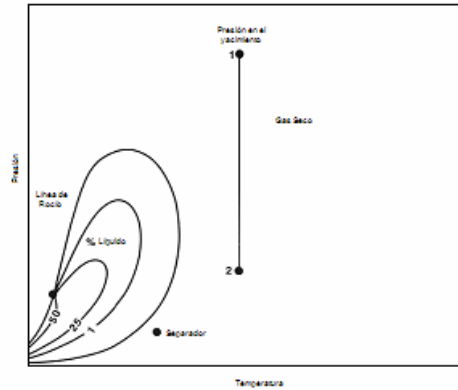


Fig. 2.24 Diagrama de fases para un yacimiento de gas seco

En la Fig. 2.25 se muestra de forma esquemática, las envolventes de fase típicas de cada una de estos yacimientos.

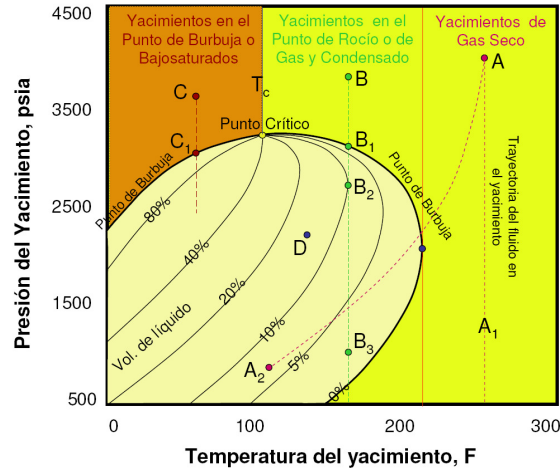


Fig. 2.25 Envolventes de fases típicas de los fluidos.

II.3.2 Otras clasificaciones

- De acuerdo a los tipos de roca:
 - Areniscas
 - Carbonatos
- De acuerdo a los rasgos geológicos:
 - Fracturados
 - No fracturados
 - Turbidíticos

II.4 Mecanismos de empuje

La recuperación del aceite se obtiene mediante un proceso de desplazamiento. El gradiente de presión obliga al aceite a fluir hacia los pozos, pero ese movimiento se verifica solamente si otro material llena el espacio desocupado por el aceite y mantiene, en dicho espacio, la presión requerida para continuar el movimiento de los fluidos. En cierto modo el aceite no fluye del yacimiento, sino que es expulsado mediante un proceso de desplazamiento, siendo los principales agentes desplazantes el gas y el agua.

II. REVISIÓN DE CONCEPTOS BÁSICOS

La ingeniería de yacimientos necesita saber y entender cuál es el mecanismo por el cual el aceite es producido. Los principales mecanismos de empuje son: empuje por gas en solución liberado, expansión de la roca y los fluidos, empuje por casquete de gas, empuje por agua, desplazamiento por segregación gravitacional y combinación de empujes.

II.4.1 Empuje por gas en solución

Un yacimiento de aceite no tiene casquete inicial de gas si la presión del yacimiento es mayor que la presión de burbujeo. Cuando la presión decrece hasta el punto de burbuja, el gas disuelto comienza a salir de la solución, este gas libre es más compresible que el aceite, y la presión comienza a declinar más despacio. Este proceso es conocido como empuje por gas en solución. La eficiencia de este empuje depende de cuánto gas está disuelto en el aceite inicialmente. Sin embargo, las recuperaciones resultantes de la expansión de fluidos arriba del punto de burbuja y el empuje por gas en solución abajo del punto de burbuja son definitivamente menores, del orden del 5 al 20%. En contraste, los yacimientos usualmente tienen mayores recuperaciones a partir del mecanismo de expansión de gas, del orden del 70 al 80%. Esto es porque el gas es mucho más compresible y tiene menor viscosidad que el aceite.

II.4.2 Empuje por gas del casquete

Si un yacimiento de aceite tiene casquete de gas inicial, la presión inicial en el contacto gas-aceite es equivalente a la presión de burbujeo del aceite. Debajo del contacto gas-aceite, la presión de burbujeo y la cantidad de gas disuelto usualmente es constante a medida que la presión del yacimiento incrementa con la profundidad. No obstante, la presión del yacimiento es igual que la presión de saturación o de burbujeo en el contacto gas-aceite, el aceite y el gas están en una fase de equilibrio y se dice que el aceite está saturado. Así, los yacimientos producen por un mecanismo de empuje por casquete de gas. El gas que se comprime ayuda a empujar al aceite hacia fuera, y el factor de recuperación en yacimientos con empuje por casquete de gas usualmente es mayor que en los yacimientos con empuje por gas en solución liberado. El factor de recuperación depende en gran medida del tamaño del casquete de gas. Un casquete de gas muy pequeño no es tan eficiente como uno mediano. Sorpresivamente, un casquete de gas muy grande en relación con la columna de aceite también es menos eficiente que un casquete mediano. La razón de esto es que se vuelve difícil producir el aceite cuando el casquete es muy grande y la zona de aceite es pequeña porque el gas tiende a pasar a través de los pozos productores, traspasando el aceite. Los yacimientos con un casquete de gas eficiente tienen un volumen de casquete similar en tamaño al volumen de aceite. Los factores de recuperación en estos yacimientos pueden alcanzar del 30 al 40%.

II.4.3 Empuje por entrada natural de agua

El empuje por agua ocurre cuando gran acuífero activo mueve el agua detrás del aceite producido, apoyando la presión y empujando al aceite a los pozos. El empuje de agua puede ser muy deficiente o por el contrario muy poderoso, depende del tamaño y la geometría del acuífero. Un fuerte empuje por agua resulta de un acuífero que no solo es grande y permeable, sino que también tiene un buen relieve estructural para mantener una presión sustentable en la cabeza. Los empujes fuertes por agua pueden dar como resultado recuperaciones de aceite mayores al 50%. En los yacimientos de gas, algunas veces el empuje por agua puede ser perjudicial, produciendo recuperaciones menores al 70 u 80% en este caso se produciría por expansión de gas. Esto ocurre particularmente en yacimientos heterogéneos o fracturados. En yacimientos homogéneos y de gas permeable un empuje por agua fuerte puede dar recuperaciones mayores al 80%. Una ventaja adicional es que la presión se mantiene alta, lo cual puede eliminar la necesidad de comprimir el gas para la presión en la tubería. En yacimientos heterogéneos, sin embargo, el empuje por agua tiende a traspasar el gas en las cavidades menos permeables, reduciendo las recuperaciones hasta un 30 ó 40%. En estos yacimientos, las recuperaciones se pueden incrementar también por la producción del gas rápidamente (para adelantar el avance del acuífero) y por el drene más eficiente del gas.

II.4.4 Segregación gravitacional

La gravedad es un lento pero eficiente mecanismo de empuje, de hecho se puede considerar como una modificación de los demás mecanismos de empuje. Los pozos terminados en yacimientos que no tienen otra energía más que la gravedad son conocidos a tasas bajas pero constantes (las cuales son económicamente rentables) por un largo periodo de tiempo. La gravedad usualmente trabaja en conjunto con otro mecanismo de empuje, incrementando la eficiencia de este. Un yacimiento poco profundo con un fuerte empuje de agua en el fondo puede tener recuperaciones bajas debido a que el agua tiende a conificarse prematuramente en los pozos, desviando al aceite. Si el mismo yacimiento es inclinado estructural o estratigráficamente, las recuperaciones incrementan dramáticamente debido a que la segregación gravitacional drena al aceite hacia arriba como resultado del acuífero que está empujándolo. La gravedad actúa para estancar al aceite en forma más concentrada y también estabiliza el frente del agua-aceite durante la producción. Lo mismo sucede con el empuje por casquetes grandes de gas. Así como la presión inicial y la gravedad drenan el aceite hacia los pozos, el casquete de gas empuja al aceite hacia abajo en el frente del contacto gas-aceite estabilizado gravitacionalmente. Los yacimientos presentan condiciones propicias a la segregación de sus fluidos, cuando poseen espesores considerables o alto relieve estructural, alta permeabilidad o cuando los gradientes de presión aplicados, no gobiernan totalmente el movimiento de los fluidos.

II.4.5 Expansión de la roca y los fluidos

La compresibilidad de la roca usualmente contribuye muy ineficientemente a un mecanismo de empuje. Esto es porque la compresibilidad de la roca usualmente es mucho menor que la compresibilidad del fluido. En los yacimientos de aceite arriba de la presión de burbujeo, sin embargo, la compresibilidad de la roca usualmente puede hacer una importante contribución a la recuperación de aceite. En algunos yacimientos, como el Ekofisk^{16,17} y Valhall^{18,19} en el Mar del Norte, la compresibilidad de la roca es tan alta que es el mecanismo de empuje dominante. La compresibilidad de la roca normalmente es del orden de 3×10^{-6} a 4×10^{-6} . En Ekofisk y Valhall, sin embargo, la roca del yacimiento de las formaciones del cretáceo tiene una alta porosidad. La compresibilidad alcanza valores de hasta $150 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$. En el yacimiento Ekofisk, esto ha creado algunas sorpresas. Primero, la compactación de la roca da como resultado una mayor recuperación primaria, pero esto también causa que el fondo del mar se comience a hundir y las plataformas de producción costa afuera comienzan a hundirse en el mar y son arrastradas por las olas enormes. Además, las tuberías de producción de los pozos se doblan y se deforman. Como solución, las plataformas son elevadas y se hace pasar un flujo de agua, esto incrementa la recuperación y evita efectos dañinos por la compactación de la roca. Aún después de esta experiencia, los ingenieros de yacimientos fueron sorprendidos de nuevo cuando ocurrió algo semejante en el campo Valhall, el cual fue terminado en una formación similar a sólo 21 millas al sureste de Ekofisk. Encontraron que, en el área crestal de Valhall, más del 70% de la recuperación de hidrocarburos fue el resultado de la compactación de la roca. Estas experiencias ilustran la importancia de realizar estimaciones precisas de la compresibilidad de la roca e incluirlo en el análisis de los mecanismos de empuje.

II.4.6 Combinación de empujes

Muchos yacimientos tienen una combinación de dos o más mecanismos de empuje, y se puede incrementar su eficiencia por esta combinación. La influencia de la gravedad originada por un buzamiento o inclinación en la formación siempre incrementa la efectividad de otros mecanismos de empuje. Una combinación de empuje por agua y empuje por casquete de gas puede ser menos efectiva en yacimientos horizontales, pero una combinación de empuje por agua y empuje por segregación gravitacional puede mejorar la efectividad del empuje en estos tipos de yacimientos.

II.5 Tipos de trampas

Para que exista una acumulación de gas o aceite se requieren cuatro cosas: roca generadora, roca sello, un yacimiento y un mecanismo de trampa. Frecuentemente, los ingenieros de yacimientos se interesan principalmente en las propiedades del yacimiento. Sin embargo, también es importante para el ingeniero de yacimientos entender el mecanismo de entrapamiento. De lo contrario, se

II. REVISIÓN DE CONCEPTOS BÁSICOS

pueden cometer errores al analizar el yacimiento. La pregunta básica a contestar aquí, es qué es lo que mantiene a una acumulación de aceite en cierto lugar. Aún cuando existen muchos tipos diferentes de trampas, pueden ser clasificados en las siguientes categorías: trampas estructurales, trampas estratigráficas, trampas mixtas.

En cada caso, la característica común de cada tipo de trampa es que tiene que estar limitada en los contornos isopotenciales de un cierto parámetro para que la trampa exista. Todos los yacimientos están llenos inicialmente con agua. Cuando se generan el aceite y/o el gas, estos migran dentro del yacimiento y continúan la migración hasta que alcanzan una trampa o la superficie de la tierra.

II.5.1 Trampas estructurales

Una trampa estructural consiste de una estructura alta, como un anticlinal o un domo, donde el aceite y el gas se pueden acumular y no pueden migrar a través del yacimiento. La roca sello cubre a la estructura. Para que pueda existir una trampa estructural, se deben cerrar los contornos estructurales. Si no está limitado, el aceite puede continuar su migración hacia las partes más altas.

II.5.2 Trampas estratigráficas

Una trampa estratigráfica ocurre cuando el yacimiento se acuña contra alguna formación impermeable, así el aceite es atrapado para que no migre hacia las partes más altas.

El monoclinal puede ocurrir cuando el yacimiento es de poco espesor, y la porosidad o la permeabilidad se reducen a cero. Para que una trampa exista, sin embargo, los contornos estructurales del yacimiento se deben delimitar dentro del monoclinal, esto puede ocurrir en una gran variedad de formas.

II.5.3 Trampas mixtas

Algunos yacimientos pueden tener una combinación de mecanismos de atrapamiento. Una trampa estructural puede tener un componente estratigráfico o falla que contribuya a la acumulación de aceite o gas. Cuando se identifique un mecanismo de atrapamiento, es importante considerar la posibilidad de que existe más de un mecanismo.

II.6 Propiedades del sistema roca-fluidos

El análisis del yacimiento depende de las mediciones de temperatura y presión y en muchas de las propiedades de las rocas y sus fluidos que se ven afectadas por estas cantidades.

II.6.1 Propiedades de la roca

Porosidad, ϕ

Es la relación entre el volumen de huecos, o poros, y el volumen total de la roca.

$$\phi = \frac{\text{Volumen de poros } V_p}{\text{Volumen de roca } V_r}$$

La porosidad puede expresarse en fracción o en por ciento, regularmente cuando se usa en una ecuación se expresa como fracción.

La porosidad total representa el total de huecos en la roca. La porosidad efectiva es la cantidad de espacios vacíos que están conectados entre sí y contribuyen al flujo del fluido. Usualmente la porosidad efectiva es la que se mide en el laboratorio y se usa en los cálculos del flujo de fluidos. Sin embargo, las herramientas de registros geofísicos miden la porosidad total.

Para examinar la porosidad en las areniscas en una base teórica, se considera una formación ideal que consiste en granos perfectamente esféricos y todos del mismo tamaño, arreglados de tal forma que cada grano esté colocado exactamente arriba de otro grano en un empaquetamiento cúbico o encajando entre otros cuatro granos en otro tipo de empaquetamiento. Existen principalmente tres tipos de empaquetamiento: cúbico, ortorrómbico y rómbico.

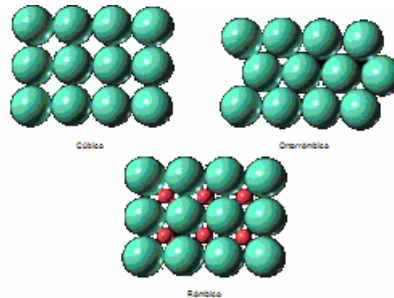


Fig. 2.26 Arreglo de tres tipos de empaquetamiento de esferas

Para el patrón cúbico, la porosidad se puede calcular como un volumen total = $8r^3$, el volumen de la partícula esférica = $(4/3) \pi r^3$ y el volumen del espacio poroso = $8r^3 - (4/3) \pi r^3$. Así:

$$\phi = \frac{8r^3 - (4/3)\pi r^3}{8r^3}$$

$$\phi = 1 - \frac{\pi}{6}$$

$$\phi = 0.4764$$

Esto quiere decir que el resultado de la porosidad no depende del tamaño de la partícula bajo estas circunstancias. Con cálculos similares se obtiene una porosidad de 0.3954 para el empaquetamiento ortorrómbico y una porosidad de 0.2595 para el empaquetamiento rómbico, y también son independientes del tamaño del grano. Si estas porosidades son independientes del tamaño del grano, es importante entender los factores que reducen la porosidad porque muy pocos yacimientos tienen porosidades del orden del 25 al 47%. Los siguientes factores tienden a reducir la porosidad:

1. Mala distribución: Si se mezclan las partículas grandes con las pequeñas, las más pequeñas tienden a colocarse en los espacios vacíos entre las partículas grandes, por lo tanto se reduce la porosidad.
2. Cementación. Los cementantes, como muchas sales cálcicas, precipitan el agua de formación y ayudan a que los granos se junten. Esto ocupa el espacio poroso y reduce la porosidad. Entre más cemento es usado más baja es la porosidad.
3. Angulosidad. Las partículas angulares tienden a colocarse juntas si son depositadas en un ambiente de gran energía, de esta tendencia resulta una menor porosidad. Algunas veces, sin embargo, las partículas angulares tienen mayor porosidad si se arreglan con desproporción, lo cual permite más espacios vacíos. Esto puede suceder si el ambiente de depósito es de baja energía.
4. Esfuerzo compresivo. Si hay gran presión de sobrecarga, esto puede afectar la porosidad reduciendo los empaquetamientos rómbicos o cúbicos, haciendo empaques con las partículas angulares más cerca entre ellas, o por la precipitación de más cementos.

II. REVISIÓN DE CONCEPTOS BÁSICOS

En el laboratorio de núcleos, se puede medir la porosidad a través de varias técnicas, sin embargo, es más común que se determine a partir de registros geofísicos como el de litodensidad, el sísmico y el neutrón. Otro registro más nuevo que se usa para este fin, es el de propagación electromagnética que se usa en circunstancias especiales. Una ventaja de los registros geofísicos es que determinan la porosidad en grandes volúmenes de roca y los análisis de núcleos no lo hacen, aunque los valores que arrojan los registros son calibrados con los datos de los núcleos para asegurar su precisión. Paradójicamente, los datos de los núcleos tienden a sobreestimar el valor real de la porosidad debido a que puede incrementar ligeramente con los esfuerzos de la formación, como la presión de sobrecarga y la presión de poro, que están relacionadas con las condiciones atmosféricas.

Permeabilidad, k

Darcy²⁰ formuló el concepto de permeabilidad en 1856 midiendo la caída de presión del flujo de agua a través de arena no consolidada. Su ecuación para flujo lineal horizontal, en ausencia del campo gravitacional, es:

$$q = -\frac{kA}{\mu} \left(\frac{dp}{dx} \right),$$

tiene signo negativo porque en el flujo se considera positiva la dirección x , y la presión decrece en esa dirección. Algunas consideraciones están implícitas en la ecuación de Darcy, es válida para una sola fase, incompresible, flujo laminar en un medio poroso homogéneo. Esta ecuación también es válida para cualquier sistema de unidades coherente, sin embargo, Darcy definió su unidad de permeabilidad para un sistema de unidades particular: un fluido de 1 cp de viscosidad, a un ritmo de 1 cm³/s, a través de un área de 1 cm² y con un gradiente de presión de 1 atm/cm tiene una permeabilidad de 1 darcy.

Las unidades de campo no son unidades coherentes, así que se modificó la ecuación de permeabilidad con un factor de conversión, el cual es válido sólo para unidades de campo:

$$q = -\frac{0.001127kA}{\mu} \frac{dp}{dx}$$

Sistemas de unidades usados en la Ley de Darcy:

	SI	Inglés	cgs	Darcy	Campo
k	m ²	ft ²	cm ²	darcy	md
p	Pa	lbf/ft ²	dina/cm ²	atm	psia
q	m ³ /s	ft ³ /s	cm ³ /s	cm ³ /s	STB/D
μ	Pa.s	lbf.s/ft ²	cp	cp	cp
A	m ²	ft ²	cm ²	cm ²	ft ²

Cuando se expresa la permeabilidad en unidades de área en el SI, se utiliza el μm^2 , debido a que el m² es una unidad de permeabilidad muy grande.

$$1 \text{ darcy} = 0.9896233 \mu\text{m}^2,$$

o aproximadamente:

$$1 \text{ darcy} = 1 \mu\text{m}^2,$$

puesto que:

$$1 \text{ m}^2 = 1 \times 10^{12} \mu\text{m}^2$$

$$1 \text{ m}^2 \approx 1 \times 10^{12} \text{ darcy}$$

Permeabilidad relativa, k_r y de la fase

La ecuación de Darcy para el flujo a través del medio poroso puede aplicarse al flujo multifásico introduciendo el concepto de permeabilidad relativa y de la fase. Si están fluyendo muchas fases juntas, la ecuación para una sola fase de Darcy se puede aplicar para cada fase individualmente para calcular la permeabilidad de la fase. Por ejemplo, si fluyen juntos el aceite, el agua y el gas, la permeabilidad de cada fase será, k_o , k_w y k_g . La relación entre la permeabilidad de la fase y la permeabilidad absoluta o total se llama permeabilidad relativa. Esto es:

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k}$$
$$k_{rw} = \frac{k_w}{k}$$
$$k_{rg} = \frac{k_g}{k}$$

Sin embargo, las unidades de la permeabilidad relativa son adimensionales.

Inicialmente puede parecer que la suma de las permeabilidades de las fases son igual a la permeabilidad total o absoluta, lo que significa que las permeabilidades relativas deben sumar la unidad. Pero esto no es cierto, cuando dos o más fases están presentes, las fuerzas capilares reducen el flujo de cada fase individual. Esto significa que la suma de las permeabilidades de las fases siempre es menor que la permeabilidad total o absoluta y que la suma de las permeabilidades relativas siempre es menor a 1. De hecho, a la saturación de agua irreducible, la permeabilidad relativa al agua se hace cero, mientras que la permeabilidad relativa al aceite o al gas es menor a uno porque el agua inmóvil está ocupando una parte del volumen de flujo. Similarmente, a la saturación de aceite residual, la permeabilidad relativa al aceite se hace cero, mientras que la permeabilidad relativa al agua o al gas es menor a uno.

La permeabilidad relativa se mide en los núcleos a través de un proceso llamado análisis especial de núcleos. Originalmente, estas mediciones se hacían con una serie de experimentos en estado estacionario a diferentes saturaciones. Luego, el resultado de las permeabilidades relativas se grafican en función de la saturación. Rose²¹ afirma que este sigue siendo el método más preciso y uno de los que dan las permeabilidades relativas más confiables. Debido a que este método consume demasiado tiempo y es muy caro, los métodos de estado transitorio se usan más comúnmente. En el método del estado transitorio, el núcleo primero se satura con agua, después el agua se desplaza con aceite (o gas) hasta llegar a la saturación irreducible de agua, regularmente mientras se mantiene una caída de presión constante a través del núcleo se miden las tasas de producción de la fase en función del tiempo. Luego se desplaza el aceite con agua hasta llegar a la saturación de aceite residual mientras se mantiene una caída de presión constante a través del núcleo y se miden las tasas de producción de la fase en función del tiempo. Las permeabilidades relativas se pueden calcular de los datos de producción.

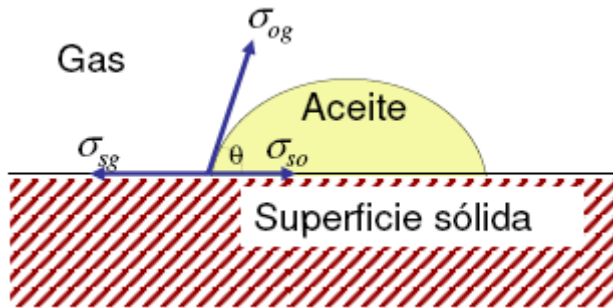
La histéresis se puede apreciar en las curvas de permeabilidad relativa, lo cual significa que los resultados dependen de si el agua desplaza al aceite, como en el empuje de agua o en la inyección de agua (imbibición), o si el aceite desplaza al agua, como el proceso de migración de aceite (drene). La histéresis se puede identificar a partir de diferentes valores de la permeabilidad relativa obtenidos por dos diferentes pruebas de desplazamiento. Estos desplazamientos se pueden hacer efectivamente en un centrifugado.

La permeabilidad relativa también es función de la mojabilidad. Para una saturación de agua dada, las rocas mojadas con agua tienen mayor permeabilidad relativa al aceite que las rocas mojadas con aceite, y viceversa, las rocas mojadas con agua tienen una menor permeabilidad relativa al agua que las rocas mojadas con aceite.

II. REVISIÓN DE CONCEPTOS BÁSICOS

Tensión interfacial, σ

Dos fluidos inmiscibles en contacto no se mezclan y los separa una interfase. Las moléculas no se mezclan por su mayor afinidad con las moléculas de su propia clase. Cerca de la superficie las moléculas se atraen con mayor intensidad produciendo una fuerza mecánica en la superficie que se conoce como *tensión interfacial*.



En condiciones de equilibrio:

$$A_t = \sigma_{sg} - \sigma_{so} = \sigma_{og} \cos \theta$$

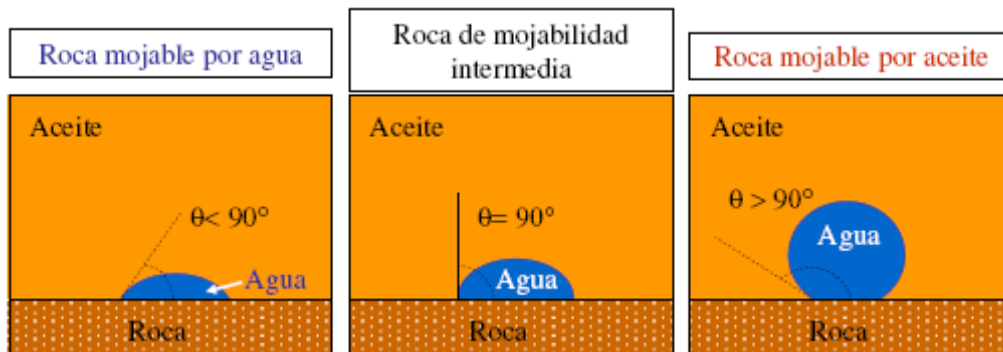
$\theta =$ ángulo de contacto

$A_t =$ Tensión de adhesión

El ángulo de contacto depende de la composición de los fluidos y de la roca y se mide a través de la fase más densa.

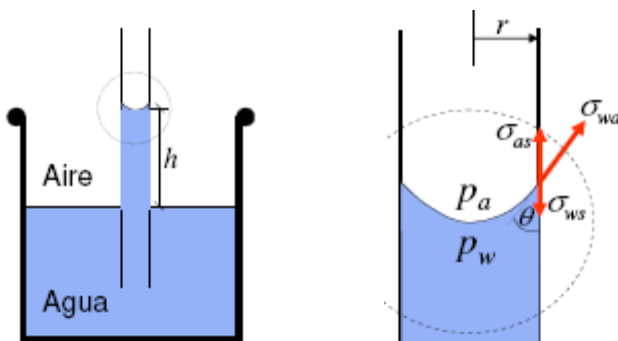
Mojabilidad

Cuando una roca contiene más de un fluido saturando su espacio poroso, la tensión de adhesión, A_T , es quien determina la preferencia de la roca a ser mojada por alguno de los fluidos. Un parámetro que refleja tal preferencia es el ángulo de contacto.



Presión capilar, P_c

Si se considera un tubo capilar parcialmente saturado con agua y aire, la competencia de fuerzas interfaciales entre los pares agua-aire, agua-sólido y aire-sólido da lugar al fenómeno de capilaridad.



Aplicando un balance de fuerzas:

$$2\pi A_T = \pi r^2 h \rho_w g$$

También se tiene que:

$$P_c = P_a - P_w = \rho_w g h$$

Notar que:

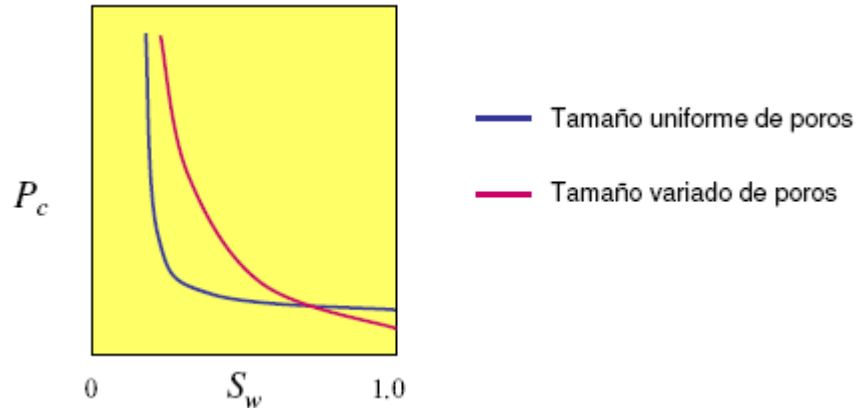
$$\pi r^2 P_c = \pi r^2 h \rho_w g = 2\pi A_T$$

**ECUACIÓN GENERAL DE BALANCE DE MATERIA Y UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL
PARA SUS CÁLCULOS**

O bien,
$$P_c = \frac{2A_T}{r} = \frac{2\sigma \cos \theta}{r}$$

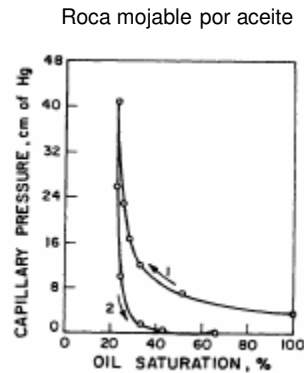
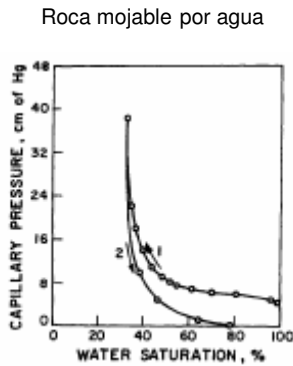
En espacios porosos, intergranulares, la presencia de más de un fluido da lugar al fenómeno de capilaridad.

Una muestra de roca está constituida por poros de diferentes tamaños y es posible establecer su distribución, esto es, el volumen poroso que corresponde a cada radio, o rango de radios, de poros.



Dependiendo de la manera en que se distribuyen los fluidos en el medio poroso, lo cual es función de su saturación, la presión capilar adquiere diferentes valores. $P_c = P_c(S_f)$.

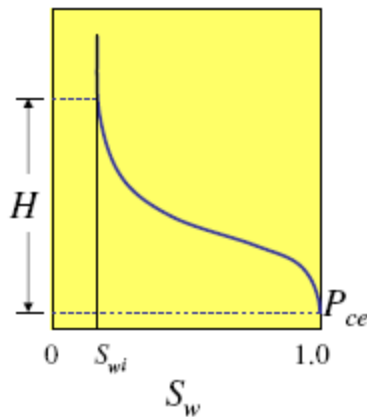
Se ha encontrado además que la presión capilar depende de la forma en que ocurren los cambios de saturación: drene o imbibición.



**1: Drene
2: Imbibición**

Las fuerzas capilares y gravitacionales presentes en un yacimiento son responsables de que en condiciones de equilibrio exista una zona de transición en las saturaciones, que van del 100% de S_w en el contacto agua-aceite a la S_w en la columna de aceite:

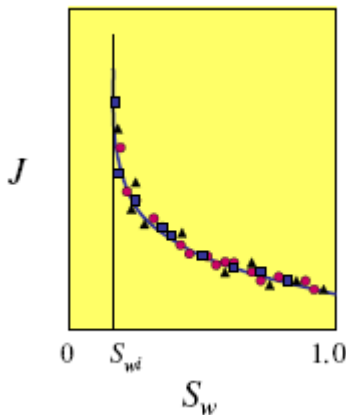
II. REVISIÓN DE CONCEPTOS BÁSICOS



$$H = \text{Altura de la zona de transición} \\ = [P_{cwo}(S_{wi}) - P_{ce}] / g \Delta \rho_{wo}$$

Esto mismo aplica al casquete de gas y la columna de aceite.

Para cada tipo de roca en un yacimiento es posible correlacionar mediciones de presión capilar obtenidas para diferentes valores de ϕ y k mediante la función J de Leverett.



$$\frac{r P_c}{\sigma \cos \theta} \text{ es adimensional}$$

Si en lugar de r se emplea \sqrt{k}

Leverett definió:

$$J(S_w) = \frac{P_c(S_w)}{\sigma \cos \theta} \sqrt{\frac{k}{\phi}}$$

Saturación de los fluidos

La relación entre el volumen de un fluido y el volumen poroso se llama saturación del fluido y tiene los símbolos S_w , S_o o S_g . Por definición, la suma de la saturación de todos los fluidos presentes en un medio poroso es 1. A pesar de que la saturación se puede expresar también como fracción o porcentaje, se debe utilizar como fracción en las ecuaciones.

Los métodos directos de determinación de saturación incluyen la destilación de los fluidos de la roca con un aparato Soxhlett en un proceso llamado retorta y la centrifugación de los fluidos de la roca. Estos métodos usan un procedimiento que está diseñado para remover el fluido de la muestra sin modificar el estado de los fluidos o de la roca. Es importante reconocer que estos núcleos generalmente son tratados con lodos base agua. Por lo que la saturación de aceite no es la misma que la que existe in situ. De hecho, el resultado más representativo de la saturación de aceite es el remanente en la zona de barrido de un campo con entrada de agua. Debido a que el núcleo es llevado a superficie, la presión declina a la presión atmosférica, el gas en solución sale del aceite, y el aceite y el agua filtradas son expulsadas del núcleo. Por consiguiente el núcleo recuperado que es mandado al laboratorio contiene saturación de gas, de aceite y de agua filtrada. Los métodos indirectos son los registros o la medición de presión capilar. Los métodos de registros involucran la medición de la resistividad de la formación con el registro de inducción o el laterolog. La saturación se mide previamente con el registro normal o el laterolog. Los métodos de registros están diseñados para medir la saturación de aceite in-situ más allá de la influencia de la invasión

ECUACIÓN GENERAL DE BALANCE DE MATERIA Y UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA SUS CÁLCULOS

del lodo base agua en el área a investigar. Una vez medida la resistividad de la formación, la saturación se determina con una forma de la ecuación de Archie:

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{aR_w}{\Phi^m R_t}}$$

Otra medición indirecta se hace con base en la presión capilar o en algunas muestras de roca y se desarrolla una correlación de la función J, después se determina la saturación a partir de la medición de la porosidad y la permeabilidad y la altura arriba del contacto agua-aceite.

Compresibilidad de la formación, c_f

La compresibilidad isotérmica de la formación, c_f , para una roca porosa está dada por:

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

donde V_p es el volumen de espacio poroso de la roca.

La ecuación anterior da el cambio del volumen que el poro sufre durante un cambio en la presión, mientras la temperatura se mantiene constante, las unidades que utiliza son recíprocas a las unidades de presión. Cuando la presión interna del fluido en el espacio poroso de la roca se reduce, la presión de sobrecarga se mantiene constante, mientras que el volumen de la roca suelta decrece y el volumen de la roca sólida incrementa. Ambos cambios en los volúmenes actúan para reducir ligeramente la porosidad de la roca. Van der Knaap²² demostró que este cambio en la porosidad para una roca dada depende solo de la diferencia entre las presiones internas y externas y no del valor absoluto de la presión. Por lo tanto, la compresibilidad de la formación, c_f , se relaciona con la compresibilidad de la roca, c_r , debido a que el volumen poroso decrece conforme el volumen de la roca aumenta.

Dicha relación se puede mostrar como:

$$c_f = \frac{1-\phi}{\phi} c_r.$$

Estas compresibilidades no son constantes pero tienden a estar en función de la presión. Las compresibilidades de la formación para yacimientos de calizas y areniscas, están dentro del rango de 3×10^{-6} a 5×10^{-6} psi^{-1} . Sin embargo, existen muchos ejemplos de formaciones con mayores compresibilidades^{19,23-27}. Las compresibilidades de las formaciones alcanzan valores de hasta 150×10^{-6} psi^{-1} en los yacimientos Ekofisk y Vanhall en el Mar del Norte^{19,23-25}.

Newman²⁸ obtuvo la siguiente correlación para la compresibilidad isotérmica a partir de datos medidos en areniscas consolidadas.

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

Esta correlación fue desarrollada para areniscas consolidadas con un rango de valores de porosidad de $0.02 < \phi < 0.23$. El error absoluto promedio de la correlación sobre todo el rango de valores de porosidad fue de 2.6%.

II. REVISIÓN DE CONCEPTOS BÁSICOS

Newman²⁸ desarrolló una segunda correlación para calizas con un rango de valores de porosidad de $0.02 < \phi < 0.33$ y encontró que el error absoluto promedio fue 11.8%. Su correlación para calizas es:

$$C_i = \frac{0.853531}{(1 + 2.47664 \times 10^6 \phi)^{0.92990}}$$

Geerstma²⁹ reporta que cuando el yacimiento no está sujeto a presión uniforme externa (como las muestras de Newman²⁸), la compresibilidad efectiva en el yacimiento es menor que el valor medido.

Aún cuando las compresibilidades de la formación son pequeñas, su efecto es significativo cuando los fluidos del yacimiento están por arriba de la presión de burbujeo.

La compresibilidad del agua usualmente es del mismo orden de la compresibilidad de la formación y muchos aceites por encima del punto de burbujeo tienen compresibilidades del rango de 5 a $10 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$. Consecuentemente las compresibilidades de la formación se deben incluir en los cálculos de Balance de Materia cuando los fluidos están por arriba del punto de burbujeo. También se deben incluir cuando los fluidos están por debajo del punto de burbujeo si la formación es muy compresible.

Las compresibilidades de la formación y de la roca se pueden medir directamente de muestras de núcleos en el laboratorio, aunque también se han estimado de registros sísmicos.

II.6.2 Propiedades del gas

Leyes del gas ideal y del gas real

El volumen de un gas real usualmente es menor que el volumen de un gas ideal, por lo que se dice que un gas real es supercompresible. La relación entre el volumen de gas real y el volumen de gas ideal, lo cual es una medida de qué tanto se desvía el gas de un comportamiento perfecto, se llama factor de supercompresibilidad (muchas veces se acorta a factor de compresibilidad). También es llamado factor de desviación del gas o factor z. El factor de desviación del gas es por definición la relación entre el volumen ocupado por un gas a una presión y a una temperatura dadas y el volumen que puede ocupar si se comporta idealmente:

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

Donde V_{actual} es el volumen actual del gas a una temperatura y presión específicas y V_{ideal} es el volumen ideal del gas a la misma presión y temperatura.

La ecuación de estado del gas ideal es:

$$pV = znRT$$

El valor del factor z se acerca a 1 a menores presiones y altas temperaturas, lo cual significa que el gas se comporta como ideal a estas condiciones. A las condiciones estándar o atmosféricas, el valor del factor z siempre se aproxima a 1. Conforme la presión incrementa, el factor z primero decrece a un valor mínimo, el cual es 0.27 para presión y temperatura críticas. Para temperaturas mayores a 1.5 veces la temperatura crítica, el mínimo valor del factor z es 0.937. A presiones altas el factor z incrementa hasta valores mayores a 1, donde el gas no es muy supercompresible. A estas condiciones, la densidad se ve afectada por el volumen ocupado por las moléculas individuales debido a que el volumen específico del gas comienza a hacerse pequeño y la distancia

ECUACIÓN GENERAL DE BALANCE DE MATERIA Y UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA SUS CÁLCULOS

entre las moléculas es mucho menor. En consecuencia, el valor del factor z continúa incrementando por encima de la unidad conforme incrementa la presión.

El factor z comúnmente se determina mediante la medición del volumen de una muestra de gas natural a una presión y temperatura específicas, después se mide el volumen de la misma cantidad de gas a la p_{atm} y a una temperatura suficientemente alta para que la mezcla de hidrocarburos se encuentre en la fase vapor. Si el factor de desviación del gas no es medido, se puede estimar a partir de su gravedad específica. El método utiliza una correlación para estimar la presión y la temperatura pseudocríticas a partir de la gravedad específica.

Densidad del gas y Factor de Volumen del Gas

El factor de volumen del gas, B_g , se define como la relación entre el volumen del gas a presión y temperatura del yacimiento y el volumen del gas a presión y temperatura estándar o de superficie. El resultado es adimensional, pero frecuentemente se expresa en pies cúbicos o barriles a condiciones de yacimiento por pies cúbicos estándar de gas. El factor de desviación del gas es único a las condiciones estándar, por lo tanto, la ecuación para el factor de volumen del gas se puede calcular con la ecuación del gas real.

$$B_g = \frac{\text{volumen de gas a c.y.} \left[\frac{m^3}{m^3} \right]}{\text{volumen de gas a c.s.} \left[\frac{m^3}{m^3} \right]}.$$

La densidad del gas de un yacimiento se define como la masa del gas dividida por el volumen del yacimiento, por lo que también se puede derivar y calcular a partir de la ley de gases reales.

Compresibilidad isotérmica de los gases

La compresibilidad isotérmica del gas, c_g , es un concepto muy útil que se usa extensivamente en la determinación de las propiedades compresibles de un yacimiento. La compresibilidad isotérmica también es llamada modulo de elasticidad. El gas es usualmente el medio más compresible en el yacimiento. Sin embargo, se debe tener cuidado en no confundir la compresibilidad isotérmica con el factor de desviación del gas, z , el cual muchas veces es llamado factor de supercompresibilidad.

La compresibilidad isotérmica del gas se define como:

$$c_g = -\frac{1}{V_g} \left(\frac{\partial V_g}{\partial p} \right)_T \left[\frac{1}{\text{kg/cm}^2} \right].$$

Una expresión en términos de z y p para la compresibilidad puede derivarse a partir de la ley de gas real:

$$\left(\frac{\partial V_g}{\partial p} \right)_T = \frac{nRT}{p} \left(\frac{\partial z}{\partial p} \right)_T - \frac{znRT}{p^2} = \left(\frac{znR'T}{p} \right) \frac{1}{z} \frac{dz}{dp} - \left(\frac{znR'T}{p} \right) \left(\frac{1}{p} \right).$$

De la ecuación de estado del gas real:

$$\frac{1}{V_g} = \frac{p}{znRT}.$$

II. REVISIÓN DE CONCEPTOS BÁSICOS

Por consiguiente:

$$\frac{1}{V_g} \left(\frac{\partial V_g}{\partial p} \right)_T = \frac{1}{z} \frac{dz}{dp} - \frac{1}{p}$$

Por lo tanto:

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

Para gases a bajas presiones, el segundo término de la ecuación anterior es muy pequeño y la compresibilidad se puede aproximar a $1/p$. La ecuación anterior no es particularmente conveniente para determinar la compresibilidad de los gases, debido a que z no es función de p ni de p_{pr} . Sin embargo, la ecuación anterior puede ser empleada convenientemente en términos de compresibilidad del gas pseudorreducida, definida como:

$$c_{pr} = c_g p_{pc}$$

Multiplicando la ecuación de c_g por la presión pseudocrítica:

$$c_{pr} = c_g p_{pc} = \frac{1}{p_{pr}} - \frac{1}{z} \left(\frac{\partial z}{\partial p_{pr}} \right)_{T_{pr}}$$

Viscosidad del gas

Como es natural, la compresibilidad del gas es mucho mayor que la del aceite, agua o roca, la viscosidad del gas natural es usualmente de una magnitud mucho menor que la del aceite o el agua. Esto hace al gas mucho más movable en el yacimiento que al agua o al aceite. Hay correlaciones confiables disponibles para estimar la viscosidad del gas.

Lee³⁰ desarrolló un método analítico muy útil que proporciona una buena estimación de la viscosidad del gas para la mayoría de los gases naturales. El método usa una temperatura del gas, presión, factor z , peso molecular, el cual tiene que ser medido o calculado.

II.6.3 Propiedades del aceite

Presión de burbujeo

El aceite usualmente contiene gas disuelto en el yacimiento bajo presión. La presión de burbujeo, p_b , es la presión en la cual existen dos fases y las burbujas del gas se liberan del aceite. Esta presión también se llama presión de saturación. Se demostrará que la presión de burbujeo, es una presión clave, en la cual ocurren muchos cambios en las propiedades. Consecuentemente, es importante medir o calcular la presión de burbujeo predicha.

Factor de volumen de formación

El factor de volumen de formación del aceite, B_o , se define como el volumen de aceite con su gas disuelto, a las condiciones del yacimiento, requerido para producir la unidad media de aceite, medido a condiciones de superficie, es decir, el volumen de aceite del yacimiento requerido para producir un metro cúbico de aceite en el tanque de almacenamiento. El aceite del yacimiento incluye al gas disuelto.

$$B_o = \frac{\text{volumen de aceite y gas disuelto a c.y.} \left[\frac{m^3}{m^3} \right]}{\text{volumen de aceite a c.s.} \left[\frac{m^3}{m^3} \right]}$$

Hay que mencionar que la Fig. 2.27 muestra el comportamiento de B_o típico para un aceite negro.

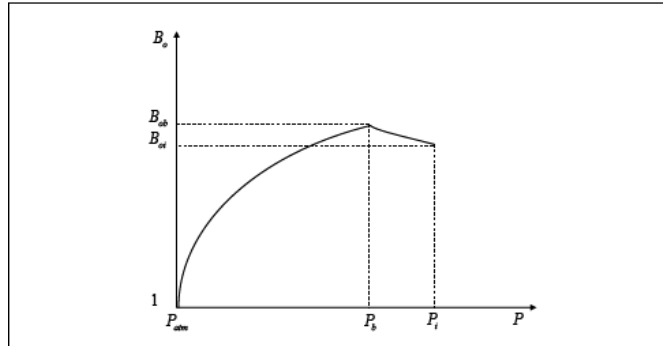


Fig. 2.27 Comportamiento de factor de volumen del aceite negro.

En el caso de aceites ligeros, en la curva a la izquierda de la presión de saturación, se observa una doble curva como se muestra en la Fig. 2.28. A la izquierda del punto de saturación, a un cambio de presión el cambio de volumen es mayor, por lo que en un diagrama de fases las curvas de calidad estarán más pegadas a la curva del punto de burbujeo.

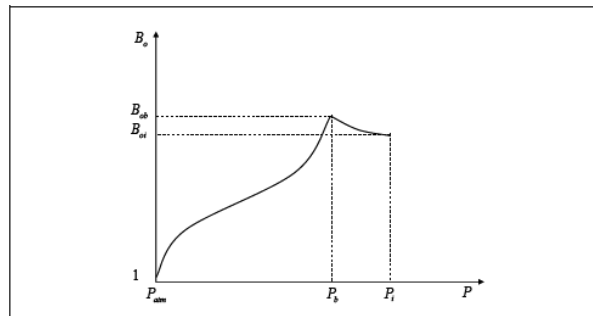


Fig. 2.28 Comportamiento de factor de volumen del aceite volátil.

Compresibilidad del aceite

La compresibilidad del aceite se define como el cambio que experimenta un volumen unitario de aceite, cuando éste sufre un cambio de presión a una temperatura constante.

$$c_o = \frac{1}{V_o} \left(\frac{dV_o}{dp} \right)_T \left[\frac{1}{\text{kg/cm}^2} \right]$$

Relación gas disuelto-aceite

La relación gas disuelto en el aceite o relación de solubilidad, R_s , es definida como el volumen de gas disuelto en el aceite a ciertas condiciones de presión y temperatura del yacimiento, por unidad de volumen de aceite, medidos ambos volúmenes a condiciones base. Este factor es solo para yacimientos de aceite y su gas disuelto.

$$R_s = \frac{\text{volumen de gas a c.s. disuelto en el aceite a c.y.} \left[\frac{m^3}{m^3} \right]}{\text{volumen de aceite a c.s.}}$$

II. REVISIÓN DE CONCEPTOS BÁSICOS

Relación gas-aceite

La Relación gas – aceite R o RGA son los metros cúbicos de gas producidos por cada metro cúbico de aceite producido, medidos ambos volúmenes a condiciones base o estándar. Las condiciones de separación como presión, temperatura y número de etapas afectan el valor de dicha relación.

$$R = \frac{\text{volumen de gas producido a c.s.} \left[\frac{m^3}{m^3} \right]}{\text{volumen de aceite a c.s.} \left[\frac{m^3}{m^3} \right]}$$

Relación líquido-gas de la fase vapor

Cuando un fluido del yacimiento se mueve en una región de dos fases, la fase vapor puede contener componentes líquidos. Esto se caracteriza con un parámetro de relación líquido-gas, R_v , que es análogo al parámetro de relación gas disuelto-aceite, R_g . Mientras R_g es la cantidad de gas en la fase líquida, R_v es la cantidad de líquido en la fase gaseosa. R_v es relevante sólo en el gas y condensado y en el aceite volátil. Para los aceites negros, se asume que R_v es cero, si el aceite es volátil R_v es significativo y se debe incluir en el análisis de las ecuaciones.

Debido a que no existen muchos datos de los valores de R_v , no existen correlaciones. Para gas y condensado y aceites volátiles, es importante tomar muestras de fluidos en los cuales se puedan medir las propiedades pVT directamente.

Viscosidad del aceite

Como todas las propiedades pVT del aceite, la viscosidad del aceite a condiciones de yacimiento, usualmente se mide en laboratorio. Por debajo del punto de burbujeo, la viscosidad decrece con el incremento de la presión, debido al efecto del incremento del gas en solución. Por encima del punto de burbujeo, sin embargo, la viscosidad incrementa con el incremento de la presión, debido a que el gas disuelto permanece constante.

Las correlaciones también están disponibles para estimar la viscosidad del aceite del yacimiento, por debajo y por encima del punto de burbujeo. Las correlaciones están en dos partes. En la primera, la viscosidad se calcula del aceite “muerto”, que es el aceite en el estado en que no contiene gas en solución. La segunda correlación se debe usar en conjunta con la correlación del aceite “muerto”, para incluir el efecto de gas en solución.

III. OBTENCIÓN DE PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO

Las propiedades de los fluidos son parámetros que caracterizan a un fluido y lo hacen diferente de otro. En la industria petrolera los fluidos que se manejan son: gas, aceite y agua. De acuerdo a estas características podemos determinar el comportamiento del fluido bajo condiciones de presión y temperatura. Las propiedades de los fluidos pueden determinarse por medio de:

- a. Correlaciones empíricas.
- b. Análisis composicional de los fluidos y ecuaciones de estado.
- c. Análisis pVT (presión, volumen, temperatura) de laboratorio.

pVT es sinónimo de presión, volumen, temperatura. En la ingeniería petrolera, el análisis pVT es usado para representar la medición de propiedades de los fluidos, y nos indican los cambios que sufre la materia con las variables pVT.

En el proceso pVT obtenemos propiedades de los fluidos dentro del yacimiento, dentro de la tubería de producción y de los fluidos producidos en la superficie. Las propiedades de los fluidos medidas son: composición, densidad, peso específico, viscosidad, compresibilidad, presión de saturación, solubilidad de la fase gas en la fase líquida, solubilidad de la fase líquida en la fase gaseosa y los factores de volumen, así como también otros parámetros que se obtiene durante los análisis pVT.

III.1 Análisis pVT Composicional

Los datos obtenidos de un análisis pVT usando una muestra representativa de los fluidos, sirven comúnmente para clasificarlos, ya que disponer del diagrama de fases, implica medir experimentalmente los suficientes puntos de burbuja y rocío para poder definir la envolvente de fases, o bien, disponer de un modelo matemático y la composición de la mezcla original para definirlo analíticamente, lo que en general resulta costoso.

Una de las etapas más importantes en los análisis pVT es la representatividad de muestras, ya que de una buena muestra dependerá un buen análisis pVT o prueba especial que se requiera; es decir que si no se tiene el cuidado necesario en la toma de muestras, los análisis o pruebas no aportarán buenos resultados para ser utilizados en beneficio del yacimiento causando un mala explotación del mismo.

III.1.1 Muestreo

El objetivo de muestrear fluidos de un yacimiento, es tomar desde un yacimiento de aceite o gas una muestra que sea "representativa" del fluido del yacimiento en el punto y el momento de muestreo.

Las operaciones de muestreo que son pobremente planeadas o que utilizan un pozo acondicionado inadecuadamente, pueden producir "muestras no representativas". Una muestra no representativa no exhibirá las mismas propiedades que el fluido del yacimiento.

El uso de propiedades del fluido obtenidas sobre muestras no representativas debe evitarse, aunque el método de laboratorio para obtener dichas propiedades haya sido el correcto; pues su uso puede conducir a errores en la planeación eficiente del manejo del yacimiento.

III.1.2 Métodos de muestreo

Los métodos de muestreo los vamos a clasificar en tres:

- Muestreo de fondo.
- Muestreo en instalaciones superficiales.
- Muestreo en líneas de flujo.

III. OBTENCIÓN DE PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO

La elección del método dependerá de:

- El volumen de muestra necesaria para el estudio que se pretenda.
- El tipo de fluido de yacimiento que será muestreado.
- El grado de agotamiento del yacimiento.
- Estado mecánico del pozo.
- Equipo de separación disponible.

III.1.3 Acondicionamiento de un pozo para muestreo

El objetivo de acondicionar un pozo para muestreo es reemplazar el fluido no representativo del yacimiento que esta alrededor del pozo. Desplazándolo dentro del pozo, con fluido original del yacimiento proveniente de las partes más alejadas del yacimiento.

Decidir cuándo un pozo está adecuadamente acondicionado para muestreo, requiere una interpretación de las tendencias obtenidas durante el esfuerzo de acondicionamiento de: Presión de fondo fluyendo P_{ff} , Presión de fondo cerrado PFC, Gasto de Aceite Q_o , Gasto de Gas Q_g y Relación Gas-Aceite RGA, obviamente el pozo por muestrear deberá tener el equipo necesario en buenas condiciones de trabajo y adecuadamente calibrado si se requieren mediciones exactas. El acondicionamiento de un pozo antes del muestreo es absolutamente necesario, debido a que ocurren cambios en las propiedades de los fluidos como resultado de la producción de un pozo.

Si es el único pozo disponible, el muestreo debe efectuarse muy cuidadosamente y las muestras enviarse junto con la información relativa al esfuerzo de acondicionamiento y la historia de producción del pozo, lo cual deberá ser estudiado muy cuidadosamente para decidir la representatividad de las muestras y garantizar su estudio en el laboratorio.

III.1.4 Análisis en el laboratorio

La determinación de los parámetros de clasificación, se obtiene en el laboratorio a partir de análisis Presión-Volumen-Temperatura (pVT) efectuados sobre muestras representativas de los fluidos que contiene el yacimiento. Dichos análisis tratan de simular el comportamiento termodinámico de los hidrocarburos, tanto a las condiciones del yacimiento, como a las de la superficie, sin embargo, su comportamiento en el yacimiento puede ser bastante diferente al simulado en el laboratorio.

Fundamentalmente, existen procedimientos de laboratorio para análisis pVT: Separación de Expansión a Composición Constante, Separación Diferencial Método Convencional, Separación Diferencial Método a Volumen Constante y de Simulación de Condiciones de Separación en el Campo. Los tres primeros tratan de simular el comportamiento de los fluidos en el yacimiento y el último en la superficie. Con el avance de nuevas tecnologías y la necesidad de tener bien clasificado al fluido del yacimiento se han creado el Análisis Composicional.

III.1.5 Separación de Expansión a Composición Constante

Las técnicas o procedimientos seguidos en el laboratorio durante el análisis pVT, dependerá básicamente del tipo de fluidos y de las condiciones de presión y temperatura del yacimiento que se desea simular. Para las condiciones del yacimiento en que la presión sea mayor o igual a la de burbuja de los hidrocarburos, estos estarán en una sola fase, y es válido considerar que la composición de la mezcla de hidrocarburos que fluye a los pozos productores será la misma que la que permanece en el medio poroso a la temperatura del yacimiento. En el laboratorio la simulación de esta etapa de agotamiento de presión a temperatura del yacimiento, la composición se considera constante y se realiza mediante la prueba denominada separación a composición constante o separación flash. Este proceso consiste en expandir isotérmicamente una parte de la muestra representativa de los fluidos previamente transferida a una celda de análisis pVT mantenida a la temperatura del yacimiento constante. Después de cada decremento de presión se permite que el sistema alcance condiciones de equilibrio termodinámico, antes de registrar los cambios volumétricos que haya experimentado. Durante todo el proceso la composición global del

sistema permanece constante; la prueba termina cuando se alcanza la presión de saturación, o bien, puede continuarse a presiones menores, Fig. 3.1.

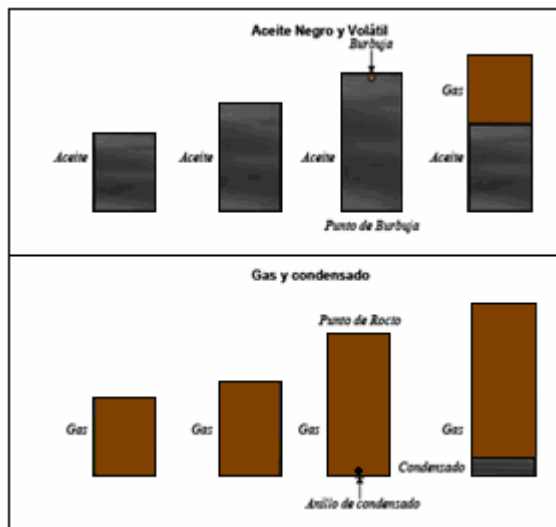


Fig. 3.1 Proceso de separación Flash del aceite y del gas

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

III.1.6 Separación Diferencial. Método Convencional.

La separación diferencial convencional se lleva a cabo por etapas en una serie de decrementos de presión, iniciando a partir de la presión de burbuja y terminando a presión atmosférica; en cada etapa del experimento el gas liberado en el decremento específico de presión se extrae totalmente a condiciones de presión constante, dejando únicamente a la presión correspondiente el volumen de líquido remanente en la celda con su gas disuelto.

Al gas extraído en cada etapa se le mide su volumen a condiciones de yacimiento y a condiciones de laboratorio; su densidad relativa a condiciones de laboratorio, así como su composición mediante análisis cromatográfico, al final de cada etapa se mide el volumen de líquido formado por aceite y gas disuelto a condiciones de yacimiento. El proceso termina cuando se alcanza la presión atmosférica.

Es decir, en la separación diferencial método convencional, Fig. 3.2, durante el agotamiento de la presión del yacimiento se lleva al cabo la extracción del gas total que se libera a presiones menores que la presión de burbuja, dejando únicamente como muestra residual en cada etapa de agotamiento, el aceite con su gas disuelto. Este proceso describe el comportamiento de fluidos en yacimientos donde la mayoría del gas liberado es producido junto con el líquido.

Con los datos registrados durante la prueba, se determina para cada etapa de presión, el volumen de líquido y gas en equilibrio, el volumen y densidad relativa del gas extraído a condiciones de laboratorio y la densidad y volumen del líquido residual; con los cuales es posible calcular en función de la presión los factores de volumen del aceite y del gas, la relación de solubilidad, el factor de volumen de la fase mixta, la densidad del aceite saturado más la densidad relativa del gas y el factor de desviación z .

III. OBTENCIÓN DE PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO

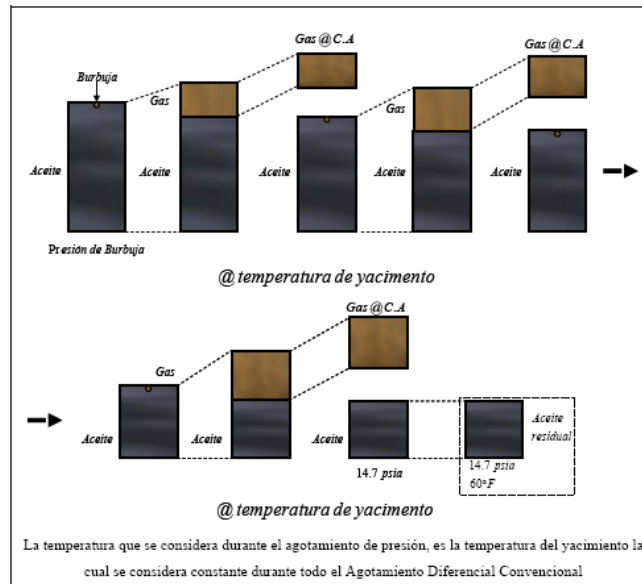


Fig. 3.2 Proceso de Separación Diferencial Convencional

III.1.7 Separación Diferencial. Método a Volumen Constante

Los yacimientos de aceite y gas disuelto de alto encogimiento se caracterizan porque con decrementos pequeños de la presión por abajo de la de burbuja de los fluidos, experimentan reducciones significativas en la fase líquida y la formación de una fase gaseosa, la cual crece rápidamente fluyendo parte simultáneamente con el aceite hacia los pozos productores, o bien, hacia la cima de la formación, la composición del gas liberado es muy rico en componentes intermedios y contribuye en gran medida a la recuperación de hidrocarburos líquidos en la superficie.

Se puede llegar a pensar que el proceso de separación diferencial convencional para la predicción del comportamiento de yacimientos de aceite volátil, no es totalmente representativo, por lo que fue planteado como método más adecuado el proceso de separación a volumen constante, el cual se diferencia del convencional, en que durante el agotamiento de la presión se extrae sólo una parte del gas liberado, manteniendo al final de cada etapa de agotamiento un volumen igual al ocupado por la muestra a la presión de burbuja; dicho volumen estará formado por aceite y gas disuelto y un casquete de gas que crece con posteriores decrementos de presión.

En cada etapa del análisis, se determinan los volúmenes de las fases remanentes en la celda, con ayuda de un catetómetro previamente calibrado; el volumen, la composición y la densidad relativa del gas extraído, el volumen y densidad del aceite residual a las condiciones de laboratorio.

Con esta información se pueden definir los factores de volumen, la relación de solubilidad, densidad del aceite saturado, el factor de compresibilidad del gas, así como de las dos fases.

En la Fig. 3.3 se presenta en forma esquemática varias etapas de separación diferencial por el método a volumen constante a temperatura del yacimiento.

Como la variación de la temperatura es muy poca la temperatura se toma como una constante en el laboratorio. Y de igual manera se realizan las etapas necesarias hasta llegar a la atmosférica. La Fig. 3.4 presenta en una forma esquemática una etapa de la separación diferencial a volumen constante en alguna etapa de su agotamiento.

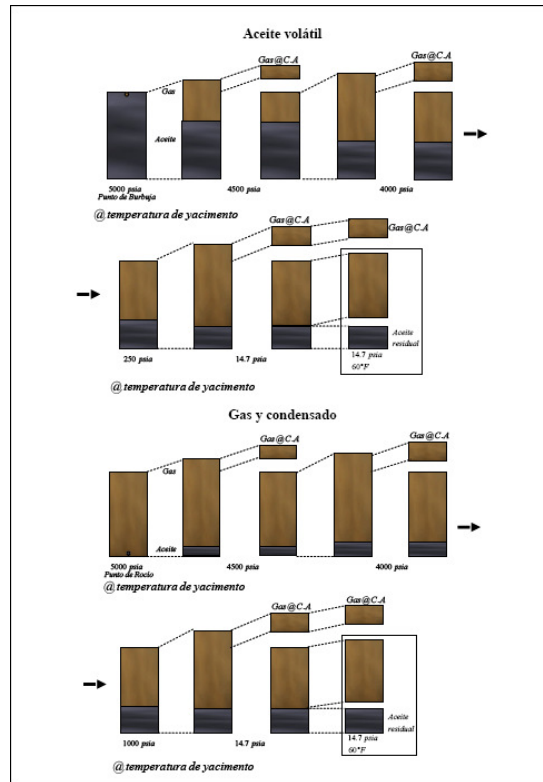


Fig. 3.3 Proceso de Separación Diferencial a Volumen Constante en una muestra de aceite volátil y de gas y condensado respectivamente

Es importante señalar que para aceites muy volátiles, las relaciones volumétricas que definen los factores de volumen, la relación de solubilidad y otros parámetros, carecen de significado para este tipo de aceites, ya que en este caso, la fase gaseosa que se produce está constituida de un alto contenido de componentes licuables, a diferencia del gas liberado de un aceite de bajo encogimiento, que es prácticamente seco, el cual sí se ajusta a las definiciones de los parámetros pVT convencionales.

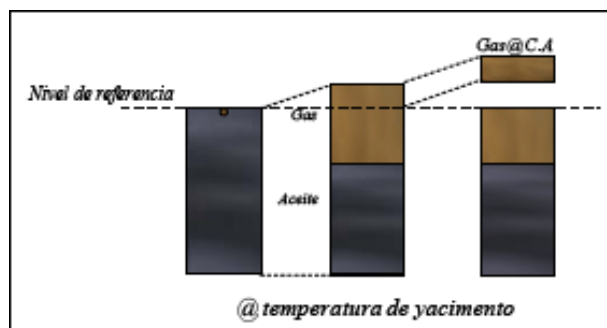


Fig. 3.4 Una etapa de separación diferencial a volumen constante de un aceite volátil

III.1.8 Separación en etapas

El método de laboratorio para simular condiciones de separación en el campo, es conocido como separación en etapas que permite para una muestra dada, plantear varios escenarios con las condiciones de presión y temperatura de operación de los separadores en el campo, con el fin de obtener las condiciones óptimas de operación, o para un conjunto de condiciones de operación dadas, obtener los parámetros de medición óptimos a que debe tenderse en el campo.

III. OBTENCIÓN DE PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO

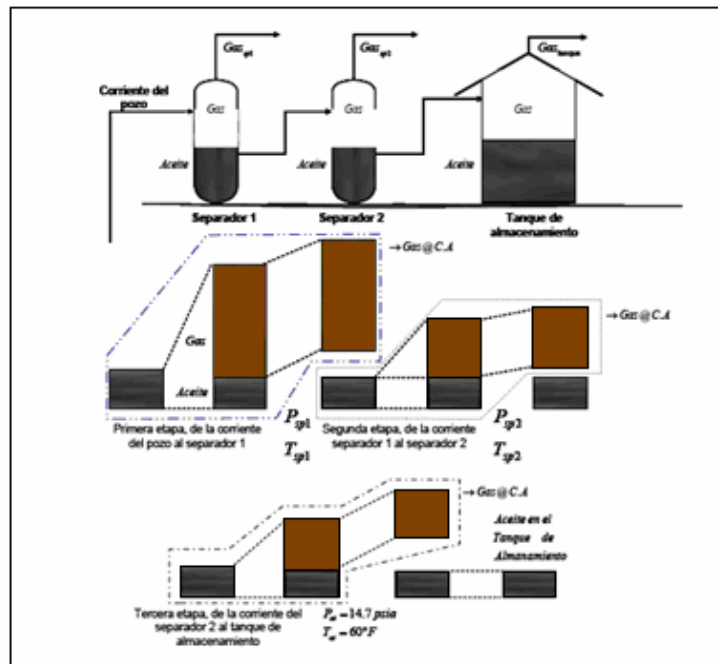


Fig. 3.5 Proceso de separación en tres etapas

Con el experimento de separación en etapas en superficie se determina el rendimiento de los fluidos a las condiciones de separación en superficie. Para este experimento se reportan el factor de volumen del aceite diferencial corregido por separación en separadores (Bo_{bf}), y relación gas disuelto-aceite diferencial corregida por separación flash en superficie (Rs_{bf}) a la p_b , los cuales se han corregido para tomar en cuenta las condiciones de separación.

La prueba de separadores pretende simular el comportamiento de los fluidos de una manera más completa, ya que estos se hacen llevar hasta condiciones atmosféricas haciéndolos pasar por un proceso de separación diferencial a diferentes presiones y temperaturas. El factor de volumen, así como la relación gas aceite y la densidad, son medidos en este proceso, con lo que podrán efectuarse las correcciones necesarias a los datos obtenidos del factor de volumen y de la relación de solubilidad en el aceite en experimento.

III.1.9 Análisis composicional

Con el creciente uso de modelos matemáticos para predecir el comportamiento de los yacimientos, se ha hecho indispensable caracterizar los fluidos del yacimiento con base en su composición original y en la composición de sus fases en diferentes etapas de su agotamiento, para después con base en esas composiciones y con ecuaciones de estado poder reproducir adecuadamente la mayoría de los parámetros pVT obtenidos experimentalmente.

Cuando se ha logrado reproducir con cierto grado de exactitud los parámetros pVT con ecuaciones de estado, dichas ecuaciones pueden usarse en modelos matemáticos para reproducir y predecir el comportamiento de un yacimiento.

La determinación experimental de la composición original de los fluidos del yacimiento y de las fases existentes en alguna etapa de su agotamiento dependerá en gran parte del estado físico de los fluidos, de la amplitud del análisis composicional y de las condiciones de presión y temperatura en el yacimiento.

III.2 Propiedades del Gas Natural

III.2.1 Densidad Relativa del Gas

En los cálculos de las propiedades de los fluidos se utilizan tres tipos de densidades relativas del gas, por lo que es conveniente distinguirlas. La densidad relativa que generalmente se tiene como dato es la del gas producido (γ_g). Cuando no se tiene como dato se puede calcular de la siguiente manera:

$$\gamma_g = \frac{\sum_{i=1}^n \gamma_{gi} q_{gi}}{q_g}, \dots\dots\dots (3.1)$$

donde:

n = es el número de etapas de separación.

γ_{gi} = es la densidad relativa del gas en la salida del separador i .

q_{gi} = es el gasto de gas a la salida del separador i ($\text{pie}^3 @ \text{c.s./día}$).

La densidad relativa del gas disuelto puede obtenerse con la correlación de Katz:

$$\gamma_{gd} = 0.25 + 0.02 \cdot \text{API} + R_s \times 10^{-6} (0.6874 - 3.5864 \cdot \text{API}) \dots\dots\dots (3.2)$$

El gas que primero se libera es principalmente el metano ($\gamma_g = 0.55$). Al declinar la presión se vaporizan hidrocarburos con mayor peso molecular, aumentando tanto γ_{gf} como γ_{gd} . Por tanto:

$$\gamma_{gd} \geq \gamma_{gf} \geq 0.55.$$

El valor de la densidad relativa del gas libre puede obtenerse de un balance másico:

$$W_g = W_{gd} + W_{gf}, \dots\dots\dots (3.3)$$

donde:

W_g = es el gasto másico total de gas producido en $\text{lb}_m/\text{día}$.

W_{gd} = gasto másico del gas disuelto en $\text{lb}_m/\text{día}$

W_{gf} = gasto másico del gas libre en $\text{lb}_m/\text{día}$

$$W_g = R \left(\frac{\text{pie}_g^3 \text{ a c.s.}}{\text{bl}_o \text{ a c.s.}} \right) q_o \left(\frac{\text{bl}_o \text{ a c.s.}}{\text{día}} \right) 0.0764 \left(\frac{\text{lb}_{aire}}{\text{pie}_{aire}^3 \text{ a c.s.}} \right) \gamma_g \left(\frac{\text{lb}_g}{\text{pie}_g^3 \text{ a c.s.}} \right) \left(\frac{\text{lb}_{aire}}{\text{pie}_{aire}^3 \text{ a c.s.}} \right)$$

$$W_g = 0.0764 R q_o \gamma_g, \dots\dots\dots (3.4)$$

$$W_{gd} = R_s \left(\frac{\text{pie}_{gd}^3 \text{ a c.s.}}{\text{bl}_o \text{ a c.s.}} \right) q_o \left(\frac{\text{bl}_o \text{ a c.s.}}{\text{día}} \right) 0.0764 \left(\frac{\text{lb}_{aire}}{\text{pie}_{aire}^3 \text{ a c.s.}} \right) \gamma_{gd} \left(\frac{\text{lb}_{gd}}{\text{pie}_{gd}^3 \text{ a c.s.}} \right) \left(\frac{\text{lb}_{aire}}{\text{pie}_{aire}^3 \text{ a c.s.}} \right)$$

$$W_{gd} = 0.0764 R_s q_o \gamma_{gd}, \dots\dots\dots (3.5)$$

III. OBTENCIÓN DE PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO

$$W_{gf} = (R - R_s) \left(\frac{pie_{gl}^3 \text{ a c.s.}}{bl_o \text{ a c.s.}} \right) q_o \left(\frac{bl_o \text{ a c.s.}}{\text{dia}} \right) 0.0764 \left(\frac{lb_{aire}}{pie_{aire}^3 \text{ a c.s.}} \right) \gamma_{gf} \left(\frac{\frac{lb_{gl}}{pie_{gl}^3 \text{ a c.s.}}}{\frac{lb_{aire}}{pie_{aire}^3 \text{ a c.s.}}} \right)$$

$$W_{gf} = 0.0764 (R - R_s) q_o \gamma_{gf} , \dots\dots\dots(3.6)$$

sustituyendo las ecuaciones 3.6, 3.5 y 3.4 en la ec. 3.3 se tiene:

$$0.0764 R q_o \gamma_g = 0.0764 R_s q_o \gamma_{gd} + 0.0764 (R - R_s) q_o \gamma_{gf} , \dots\dots\dots(3.7)$$

resolviendo para γ_{gf} :

$$\gamma_{gf} = \frac{R \gamma_g - R_s \gamma_{gd}}{R - R_s} . \dots\dots\dots(3.8)$$

El numerador de esta ecuación debe ser positivo, dado que $R > R_s$. Por lo tanto el valor de γ_g que se use como dato, debe ser mayor o igual que el de γ_{gd} obtenido con la ec. 3.2, usando R en vez de R_s .

Al elaborar el diagrama de flujo es necesario considerar esta situación, o sea, calcular primero γ_{gd} como se indicó, comparar su valor con el de γ_g y sustituir γ_{gd} por γ_g si $\gamma_g < \gamma_{gd}$.

III.2.2 Factor de volumen del gas

De la ecuación de los gases reales se obtiene:

$$B_g = \frac{0.02825 Z (T+460)}{p} \text{ (rcf/scf)} . \dots\dots\dots(3.9)$$

III.2.3 Densidad del gas libre

La densidad del gas libre está dada por la siguiente expresión:

$$\rho_g = \frac{0.0764 \gamma_{gf}}{B_g} , \dots\dots\dots(3.10)$$

sustituyendo la ecuación 3.9 en la ecuación 3.10:

$$\rho_g = \frac{2.7044 p \gamma_{gf}}{Z (T+460)} . \dots\dots\dots(3.11)$$

III.2.4 Factor de compresibilidad del gas

Existen diferentes correlaciones para calcular las propiedades pseudocríticas del gas. Las curvas correspondientes a los gases han sido establecidas utilizando gases provenientes de separadores y vapores obtenidos en los tanques de almacenamiento. Estos gases contienen altas proporciones de metano y etano. Las curvas correspondientes a los "condensados" pertenecen a gases que contienen cantidades relativamente grandes de los componentes intermedios (C_2-C_6).

**ECUACIÓN GENERAL DE BALANCE DE MATERIA Y UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL
PARA SUS CÁLCULOS**

La ecuación para gases superficiales es:

$$T_{pc} = 167 + 316.67\gamma_{gf} , \dots\dots\dots(3.12)$$

$$p_{pc} = 702.5 - 50\gamma_{gf} \dots\dots\dots(3.13)$$

La ecuación para gases húmedos es:

$$T_{pc} = 238 + 210\gamma_{gf} , \dots\dots\dots (3.14)$$

$$p_{pc} = 740 - 100\gamma_{gf} \dots\dots\dots (3.15)$$

Las ecuaciones siguientes permiten calcular, por ensayo y error, el valor de Z:

$$T_{pr} = \frac{T + 460}{T_{pc}} , \dots\dots\dots (3.16)$$

$$p_{pr} = \frac{p}{p_{pc}} , \dots\dots\dots (3.17)$$

$$\rho_r = \frac{0.27 p_{pr}}{Z T_{pr}} , \dots\dots\dots(3.18)$$

$$Z = 1 + \left(\frac{A_1 + A_2}{T_{pr}} + \frac{A_3}{T_{pr}^3} \right) \rho_r + \left(A_4 + \frac{A_5}{T_{pr}} \right) \rho_r^2 + \frac{A_5 A_6 \rho_r^5}{T_{pr}} + \left(\frac{A_7 \rho_r^2}{T_{pr}^3} \right) (1 + A_8 \rho_r^2) \exp(-A_8 \rho_r^2) \dots\dots\dots(3.19)$$

A ₁ =0.31506	A ₅ =-0.6123
A ₂ =-1.0467	A ₆ =-0.10489
A ₃ =-0.5783	A ₇ =0.68157
A ₄ =0.5353	A ₈ =0.68446

El procedimiento consiste en suponer un valor de Z y obtener ρ_r para ese valor supuesto. Se calcula Z con la ec. 3.19 y se compara con el supuesto. Si no coinciden estos valores, se hace para la siguiente iteración el valor de Z supuesto igual al valor de Z calculado. El procedimiento se repite hasta caer en una tolerancia preestablecida (menor o igual a 0.001).

Para determinar el factor de compresibilidad del gas a presiones mayores que 5000 lb/pg²abs. y densidades mayores o iguales que 0.7.

III.2.5 Correcciones para el factor de compresibilidad del gas por presencia de otros gases

Las propiedades pseudocríticas de gases que contienen cantidades apreciables de CO₂ y H₂S, pueden calcularse por el método de Standing-Katz, modificado por Wichert y Aziz.

La modificación de este método consiste en usar un factor de ajuste (ϵ_3) para calcular la presión y temperaturas pseudocríticas:

$$T'_{pc} = T_{pc} - \epsilon_3 , \dots\dots\dots (3.20)$$

III. OBTENCIÓN DE PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO

$$p'_{pc} = \frac{p_{pc} T'_{pc}}{(T_{pc} + Y_{H_2S}(1 - Y_{CO_2})\epsilon_3)} \dots\dots\dots(3.21)$$

ϵ_3 se determina con base en las fracciones molares de CO₂ y H₂S de la siguiente manera:

$$\epsilon_3 (^{\circ}R) = 120 \left(Y_{CO_2}^{0.9} - Y_{H_2S}^{1.6} \right) + 15 \left(Y_{H_2S}^{0.5} - Y_{H_2S}^4 \right) \dots\dots\dots(3.22)$$

donde:

$Y_{\frac{CO_2}{H_2S}}$ = es la suma de las fracciones molares de CO₂ y H₂S.

Y_{H_2S} = es la fracción molar de H₂S.

Los valores de T'pc y p'pc así obtenidos, se usan en lugar de Tpc y ppc a partir de la ec. 3.16 para el cálculo del factor de compresibilidad z.

III.2.6 Viscosidad del gas

La viscosidad del gas se obtiene con la correlación de Lee:

$$\mu_g = K \times 10^{-4} \exp \left(X \left(\frac{\rho_g}{62.428} \right)^Y \right) \dots\dots\dots(3.23)$$

$$K = \frac{(9.4 + 0.5794\gamma_{gf})(T + 460)^{1.5}}{(209 + 550.4\gamma_{gf}) + (T + 460)} \dots\dots\dots(3.24)$$

$$Y = 2.4 - 0.2X \dots\dots\dots(3.25)$$

$$X = 3.5 + \frac{986}{(T + 460)} + 0.2897\gamma_{gf} \dots\dots\dots(3.26)$$

III.2.7 Corrección de la viscosidad del gas por presencia de gases contaminantes

La viscosidad del gas natural corregida, se obtiene con las siguientes expresiones:

$$\mu_g = \mu_{gc} + C_{N_2} + C_{CO_2} + C_{H_2S} \dots\dots\dots(3.27)$$

$$C_{N_2} = Y_{N_2} (8.48 \times 10^{-3} \log \gamma_g + 9.59 \times 10^{-3}) \dots\dots\dots(3.28)$$

$$C_{CO_2} = Y_{CO_2} (9.08 \times 10^{-3} \log \gamma_g + 6.24 \times 10^{-3}) \dots\dots\dots(3.29)$$

$$C_{H_2S} = Y_{H_2S} (8.49 \times 10^{-3} \log \gamma_g + 3.73 \times 10^{-3}) \dots\dots\dots(3.30)$$

donde:

μ_{gc} = es la viscosidad del gas natural calculada con la ec. (3.23)

C_{N_2} = es la corrección por presencia de N₂

C_{CO_2} = es la corrección por presencia de CO₂

C_{H_2S} = es la corrección por presencia de H₂S

Y_{N_2} = es la fracción molar de N₂

Y_{CO_2} = es la fracción molar de CO₂.

III. 3 Propiedades Del Aceite Saturado

III.3.1 Correlación de M.B. Standing

En 1947, Standing presentó los resultados del comportamiento pVT de 22 muestras de crudo proveniente de California, simulando una separación instantánea en dos etapas a 100 °F. La primera etapa se realizó a una presión de 250 a 450 lb/pg² abs. y la segunda etapa la presión atmosférica. Esta correlación establece las relaciones empíricas observadas entre la presión de saturación y el factor de volumen del aceite, en función de la razón gas disuelto – aceite, las densidades del gas y del aceite producidos, la presión y la temperatura. Para estas correlaciones obtuvo errores promedio de 4.8 y 1.17%.

Aunque se ha determinado que la correlación para gas disuelto deriva de la presión de burbujeo, es poco precisa para aceites ligeros, es todavía una de las más utilizadas en la industria petrolera, al igual que la correlación para el factor de volumen de aceite saturado.

Debe entenderse que la densidad del aceite producido en el tanque de almacenamiento dependerá de las condiciones de separación (etapas, presiones y temperaturas). Mientras más etapas de separación sean, el aceite será más ligero (mayor densidad API).

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

$$p_b = 18.2 \left(\left(\frac{R_s}{\gamma_{gd}} \right)^{0.83} 10^{(0.00091 T - 0.0125^\circ API)} - 1.4 \right), \dots\dots\dots (3.31)$$

$$R_s = \gamma_{gd} \left(\left(\frac{p}{18.2 + 1.4} \right) 10^{(0.0125^\circ API - 0.00091 T)} \right)^{\frac{1}{0.83}} \dots\dots\dots (3.32)$$

El factor de volumen del aceite fue correlacionado con la relación gas disuelto – aceite, la temperatura, la densidad relativa del gas y la densidad del aceite. Se obtuvo la siguiente expresión:

$$B_o = 0.972 + 0.000147(F)^{1.175}, \dots\dots\dots (3.33)$$

donde:

$$F = R_s \left(\frac{\gamma_{gd}}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25 T \dots\dots\dots (3.34)$$

III.3.2 Correlación de Vázquez

Para establecer estas correlaciones se usaron más de 6000 datos de R_s , B_o y μ_o , a varias presiones y temperaturas. Como el valor de la densidad relativa del gas en un parámetro de correlación importante, se decidió usar un valor de dicha densidad relativa normalizado a un presión de separación de 100 lb/ pg² manométrica. Por lo tanto, el primer paso para usar estas correlaciones consiste en obtener el valor de la densidad relativa del gas a dicha presión. Para esto se propone la siguiente ecuación:

$$\gamma_{gs} = \gamma_{gp} (1 + 5.912 \times 10^{-5} \text{ } ^\circ API T_{sep} \log(p_{sep} / 114.7)) \dots\dots\dots (3.35)$$

La correlación para determinar R_s se afinó dividiendo los datos en dos grupos, de acuerdo con la densidad del aceite. Se obtuvo la siguiente ecuación:

III. OBTENCIÓN DE PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO

$$R_s = C_1 \gamma_{gs} p^{C_2} e^{\left(\frac{C_3 \cdot \text{API}}{T+460}\right)} \dots\dots\dots (3.36)$$

Los valores de los coeficientes son:

COEFICIENTE	°API ≤ 30°	°API > 30°
C ₁	0.0362	0.0178
C ₂	1.0937	1.187
C ₃	25.724	23.931

La expresión que se obtuvo para determinar el factor de volumen es:

$$B_o = 1 + C_1 R_s + (T - 60) \left(\frac{\text{API}}{\gamma_{gs}} \right) (C_2 + C_3 R_s) \dots\dots\dots (3.37)$$

Los valores de los coeficientes son:

COEFICIENTE	°API ≤ 30°	°API > 30°
C ₁	4.677 x 10 ⁻⁴	4.67 x 10 ⁻⁴
C ₂	1.751 x 10 ⁻⁵	1.1 x 10 ⁻⁵
C ₃	-1.811 x 10 ⁻⁸	1.337 x 10 ⁻⁹

III.3.3 Correlación de Oistein

En 1980, Oistein presentó sus correlaciones para calcular el factor del volumen del aceite saturado y la relación de solubilidad. Sus correlaciones fueron desarrolladas para aceites del Mar del Norte; sin embargo, para su utilización en otro tipo de crudos, sugiere aplicar factores del ajuste, basados en la gravedad API y la viscosidad del aceite residual obtenido por separación diferencial. También propuso ecuaciones para obtener factores de corrección para aplicarse a los valores predichos de presión en el punto de burbujeo, de acuerdo a la presencia de bióxido de carbono, nitrógeno y ácido sulfhídrico en los gases obtenidos en superficie.

Para las correlaciones de relación de solubilidad y del factor del volumen del aceite, obtuvo errores promedio de 1.28 y 0.43%, respectivamente.

Los valores de R_s y B_o se obtienen de la forma siguiente:

1. Calcule p^* con:

$$\log p^* = -2.57364 + 2.35772 \log p - 0.703988 \log^2 p + 0.098479 \log^3 p \dots\dots\dots (3.38)$$

2. Calcule R_s con:

$$R_s = \gamma_{gd} \left(\frac{p^* \cdot \text{API}^{0.989}}{T^a} \right)^{\frac{1}{0.816}} \dots\dots\dots (3.39)$$

donde:

a= 0.130, para aceites volátiles

a= 0.172, para aceites negros

**ECUACIÓN GENERAL DE BALANCE DE MATERIA Y UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL
PARA SUS CÁLCULOS**

Para lograr un mejor ajuste, se puede variar el valor del exponente a.

3. Calcule Bo^* con:

$$Bo^* = R_s \left(\frac{\gamma_{gd}}{\gamma_o} \right)^{0.526} + 0.968 T \dots\dots\dots(3.40)$$

4. Determine Bo con:

$$Bo = 1 + 10^a \dots\dots\dots(3.41)$$

donde:

$$a = -6.58511 + 2.91329 \log Bo^* - 0.27683 \log^2 Bo^* \dots\dots\dots(3.42)$$

III.3.4 Correlación de J. A. Lasater

Lasater presentó, en 1958, una correlación para la presión en el punto de burbujeo, a partir de información de aceites de Canadá, Estados Unidos y Sudamérica. La correlación se basó en 158 presiones conocidas de 137 sistemas, y está expresada en términos de los parámetros de campo generalmente conocidos: densidad relativa del gas y del aceite, presión y temperatura.

Presentó una gráfica del peso molecular efectivo, en función de la gravedad API del aceite. A partir del peso molecular se obtiene una fracción molar de gas, la cual fue correlacionada empíricamente on un factor función de la presión de burbujeo, a partir del cual se obtiene finalmente la presión de burbujeo.

El error promedio en la representación algebraica es del 3.8% y el máximo error encontrado es del 14.7%. Se ha determinado que esta correlación es más precisa que la de Standing, cuando se aplica a crudos ligeros. Chierici y colaboradores³¹ recomiendan utilizar la correlación de Standing para aceites con gravedad API menor que 15 y la de Lasater para aceites más ligeros.

Las ecuaciones siguientes corresponden a la correlación de Lasater para un aceite saturado:

$$p = \frac{p_f(T + 459.67)}{\gamma_{gd}} \dots\dots\dots(3.43)$$

donde p_f es el factor de la presión en el punto de burbujeo, el cual fue relacionado con la fracción molar del gas (Y_g), a cuya curva resultante le fue ajustada la siguiente ecuación:

$$p_f = 504.3 \times 10^{-2} Y_g^3 + 310.526 \times 10^{-2} Y_g^2 + 136.226 \times 10^{-2} Y_g + 119.118 \times 10^{-3} \dots\dots\dots(3.44)$$

La fracción molar del gas se calcula con la siguiente expresión:

$$Y_g = \frac{\frac{R_s}{379.3}}{\frac{R_s}{379.3} + \frac{350\gamma_o}{M_o}} \dots\dots\dots(3.45)$$

El peso molecular en el aceite en el tanque (M_o) se correlacionó con los °API del aceite en el tanque de almacenamiento, a cuya curva se le ajustaron las siguientes expresiones:

$$\text{si } 15 \leq \text{°API} < 40, M_o = \frac{63.506 - \text{°API}}{0.0996} \dots\dots\dots(3.46)$$

III. OBTENCIÓN DE PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO

$$\text{si } 15 \leq \text{°API} < 40, M_o = \frac{63.506 - \text{°API}}{0.0996} \dots\dots\dots (3.47)$$

La expresión para determinar R_s se obtuvo a partir de la ec. 3.45:

$$R_s = 132755 \frac{y_g \gamma_o}{(1 - y_g) M_o} \dots\dots\dots (3.48)$$

A la fracción molar del gas en función de p_f , se ajustó la siguiente ecuación:

$$y_g = 419.545 \times 10^{-5} p_f^3 - 591.428 \times 10^{-4} p_f^2 + 334.519 \times 10^{-3} p_f + 169.879 \times 10^{-4} \dots\dots\dots (3.49)$$

III.3.5 Densidad del aceite saturado

La densidad del aceite saturado, se calcula con la siguiente expresión:

$$\rho_o = \frac{62.4 \gamma_o + 0.01362 R_s \gamma_{gd}}{B_o} \dots\dots\dots (3.50)$$

III.3.6 Viscosidad del aceite saturado

La viscosidad del aceite saturado se puede calcular de la siguiente manera:

$$\mu_o = a \mu_{om}^b \dots\dots\dots (3.51)$$

$$a = 10.75 (R_s + 100)^{-0.515} \dots\dots\dots (3.52)$$

$$b = 5.44 (R_s + 150)^{-0.338} \dots\dots\dots (3.53)$$

$$\mu_o = 10^x - 1 \dots\dots\dots (3.54)$$

$$X = Y T^{-1.163} \dots\dots\dots (3.55)$$

$$Y = 10^z \dots\dots\dots (3.56)$$

$$Z = 3.0324 - 0.02023 \text{ °API} \dots\dots\dots (3.57)$$

III.3.7 Tensión superficial del aceite saturado

La tensión superficial del aceite saturado, se puede determinar con la siguiente expresión:

$$\sigma_o = (42.4 - 0.047 T - 0.267 \text{ °API}) \exp(-0.0007 p) \dots\dots\dots (3.58)$$

III.4 Propiedades Del Aceite Bajosaturado

III.4.1 Compresibilidad del aceite bajosaturado

La ecuación siguiente sirve para determinar la compresibilidad del aceite bajosaturado:

$$C_o = \frac{(C_1 + C_2 R_s + C_3 T + C_4 \gamma_{gs} + C_5 \text{ °API})}{C_6 p} \dots\dots\dots (3.59)$$

donde :

$$C_1 = -1433, C_2 = 5, C_3 = 17.2, C_4 = -1180, C_5 = 12.61, C_6 = 10^5$$

III.4.2 Densidad del aceite bajosaturado

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

$$\rho_o = \rho_{ob} \exp(C_o (p - p_b)) \dots\dots\dots (3.60)$$

III.4.3 Viscosidad del aceite bajosaturado

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

$$\mu_o = \mu_{ob} (p - p_b)^m, \dots\dots\dots (3.61)$$

$$m = C_1 p^{C_2} \exp(C_3 + C_4 p), \dots\dots\dots (3.62)$$

donde:

$$C_1 = 2.6; C_2 = 1.187; C_3 = -11.513; C_4 = -8.98 \times 10^{-5}$$

III.4.4 Factor de volumen del aceite bajosaturado

Para el aceite bajosaturado se tiene la ecuación:

$$B_o = B_{ob} \exp(-C_o (p - p_b)) \dots\dots\dots (3.63)$$

III.4.5 Correlaciones para obtener la presión en el punto de burbujeo

El primer paso para obtener las propiedades del aceite bajosaturado es la determinación de la presión de saturación del aceite. Las expresiones a aplicar se obtienen de las ecuaciones previamente establecidas en este capítulo:

Standing
$$p_b = 18 \left(\frac{R_s}{\gamma_{gd}} \right)^{0.83} 10^{(0.00091 T - 0.0125^\circ API)}, \dots\dots\dots (3.64)$$

Vázquez
$$p_b = \left(\frac{R \exp(-C_3 \text{ } ^\circ API)}{T + 460} \right)^{\frac{1}{C_2}} \frac{1}{C_1 \gamma_{gs}}, \dots\dots\dots (3.65)$$

Oistein
$$p_b = 10^{(1.7669 + 1.7447 \log p_b^* - 0.30218 \log^2 p_b^*)}, \dots\dots\dots (3.66)$$

donde:

$$p_b^* = \left(\frac{R}{\gamma_{gd}} \right)^{0.816} \frac{T^{0.130}}{^\circ API^{0.989}} \text{ (para aceite volátil)}, \dots\dots\dots (3.67)$$

$$p_b^* = \left(\frac{R}{\gamma_{gd}} \right)^{0.816} \frac{T^{0.172}}{^\circ API^{0.989}} \text{ (para aceite negro).}$$

Lasater
$$p_b = \frac{p_f (T + 460)}{\gamma_{gd}}, \dots\dots\dots (3.68)$$

donde p_f se obtiene con la ec. 3.44.

Por lo general, la presión de saturación del agua se considera igual a la presión de saturación del aceite.

También se puede usar la relación de solubilidad del aceite como parámetro para saber si el aceite está saturado o bajosaturado, tomando en cuenta que $R_s \leq R$ cuando el aceite está saturado.

III.5 Propiedades Del Agua Saturada

III.5.1 Factor de volumen del agua saturada

El factor del volumen del agua saturada se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$B_w = 1.0 + 1.2 \times 10^{-4} (T-60) + 1.0 \times 10^{-6} (T-60) - 3.33 \times 10^{-6} p \dots\dots\dots (3.69)$$

III.5.2 Densidad del agua saturada

La densidad del agua saturada puede obtenerse con la expresión siguiente:

$$\rho_w = \frac{62.43}{B_w} \dots\dots\dots (3.70)$$

III.5.3 Viscosidad del agua saturada

La viscosidad del agua saturada es función del porcentaje de NaCl que contenga, y está dada por:

$$\mu_w = A + \frac{B}{T} \dots\dots\dots (3.71)$$

donde:

$$A = -0.04518 + 0.009313 (\%NaCl) - 0.000393 (\%NaCl)^2 \dots\dots\dots (3.72)$$

$$B = 70.634 + 0.09576 (\%NaCl)^2 \dots\dots\dots (3.73)$$

Si las presiones son elevadas, es necesario corregir el valor de la viscosidad, obtenido con la

$$C(p,T) = 1 + 3.5 \times 10^{-12} p^2 (T - 40) \dots\dots\dots (3.74)$$

Esta correlación puede aplicarse para el rango de valores siguientes:

$$60^\circ F < T < 400^\circ F$$

$$p < 10000 \text{ lb/pg}^2$$

$$\text{Salinidad \% NaCl} < 26\%$$

III.5.4 Tensión superficial agua-gas

La tensión superficial agua-gas se calcula con las siguientes expresiones:

$$\sigma_w = \frac{(280 - T)}{206} (\sigma_{w2} - \sigma_{w1}) + \sigma_{w1} \dots\dots\dots (3.75)$$

$$\sigma_{w1} = 52.5 - 0.006 p \dots\dots\dots (3.76)$$

$$\sigma_{w2} = 76 \exp(-0.00025 p) \dots\dots\dots (3.77)$$

donde:

σ_{w1} es la tensión superficial agua-gas a 280 °F.

σ_{w2} es la tensión superficial agua-gas a 74 °F.

III.5.5 Solubilidad del gas en el agua

La R_{sw} se calcula de la siguiente manera:

$$P' = 1 - \exp\left(\frac{-p}{2276}\right) \dots\dots\dots (3.78)$$

$$T^* = \frac{5}{9}(T - 32), \dots\dots\dots(3.79)$$

$$T' = \frac{T^* - 32}{10}, \dots\dots\dots(3.80)$$

$$S = p'(A + BT' + CT'^2 + DT'^3), \dots\dots\dots(3.81)$$

donde:

A= 3.69051	B= 0.08746
C= 0.01129	D= -0.00647

$$R_{sw} = 5.6146 S . \dots\dots\dots(3.82)$$

El valor de R_{sw} así obtenido, debe corregirse para considerar el efecto de la salinidad del agua. El factor de corrección es:

$$C_{cs} = 1 + (0.0001736 T - 0.07703) \% \text{ NaCl} . \dots\dots\dots(3.83)$$

III.6 Propiedades Del Agua Bajosaturada

III.6.1 Compresibilidad del agua bajosaturada

La compresibilidad del agua se puede determinar de la siguiente manera:

$$c_w = (A + BT + CT^2)10^{-6} f^*, \dots\dots\dots(3.84)$$

donde:

$$A = 3.8546 - 0.000134 p, \dots\dots\dots(3.85)$$

$$B = -0.01052 + 4.77 \times 10^{-7} p, \dots\dots\dots(3.86)$$

$$C = 3.9267 \times 10^{-5} - 8.8 \times 10^{-10} p, \dots\dots\dots(3.87)$$

$$f^* = 1 + 8.9 \times 10^{-3} R_{sw}, \dots\dots\dots(3.88)$$

f^* es el factor de corrección por presencia de gas en solución.

El rango de aplicación de esta correlación es:

$$\begin{aligned} 80^\circ F < T < 250^\circ F \\ 1000 \text{ lb/pg}^2 \text{ abs} < p < 6000 \text{ lb/pg}^2 \text{ abs} \\ 0 \text{ pies}^3 / \text{bl} < R_{sw} < 25 \text{ pies}^3 / \text{bl} \end{aligned}$$

III.6.2 Densidad del agua bajosaturada

La densidad del agua bajosaturada se determina con la ecuación:

$$\rho_w = \rho_{wb} \exp(C_w(p - p_b)) . \dots\dots\dots(3.89)$$

III.6.3 Factor de volumen del agua bajosaturada

El factor de volumen del agua bajosaturada está dado por la siguiente expresión:

$$B_w = B_{wb} \exp(-C_w(p - p_b)) . \dots\dots\dots(3.90)$$

III.7 Correlaciones para Campos Petroleros del Área Cretácica Chiapas – Tabasco

Estas correlaciones modificadas fueron utilizadas en este trabajo de tesis en su parte de herramienta computacional con el fin de adecuarlo al tipo de aceite que se encuentra en el área mencionada.

Para llevar a cabo esta modificación, Santamaría y Hernández⁴⁰ revisaron 105 análisis pVT convencionales efectuados en los laboratorios: de Yacimientos de Villahermosa, Tab.; de Yacimientos en Poza Rica de Hgo., Ver; de Yacimientos en el Instituto Mexicano del Petróleo y Core Laboratorios, Inc.; correspondientes a 30 campos del área Cretácica Chiapas-Tabasco.

Posteriormente procesaron los datos reportados en los análisis pVT, obtenidos mediante procedimientos establecidos, y se validaron en forma preliminar las correlaciones más utilizadas para el cálculo de la presión de burbujeo, a relación gas disuelto-aceite, el factor de volumen del aceite saturado y la compresibilidad del aceite bajosaturado; para esto, se determinaron los errores promedio y desviaciones estándar resultantes de aplicar a las correlaciones de: Standing, Vázquez, Lasater, Oistein, Calhoun y Katz.

Una vez validadas las correlaciones, se estudiaron los resultados obtenidos y, en el caso de algunas propiedades, se desechó la información de los análisis pVT que generaba valores muy dispersos, ya fuera por tratarse de campos con muy poca información y características diferentes, o de casos en que no se encontró una explicación lógica del comportamiento de los resultados obtenidos.

Este procedimiento se aplicó primero a toda la información disponible del área Cretácica; y después por separado a los datos correspondientes a aceites con gravedad API menor que 31.1 y por otra parte a los de mayor o igual que 31.1 °API, con el fin de conocer si con esta selección se lograban mejores correlaciones que las obtenidas para toda la información.

Los análisis pVT utilizados para realizar esta modificación de las correlaciones, indican que los yacimientos del área Cretácica Chiapas-Tabasco, en general, son productores de aceite ligero o volátil y de gas y condensado. Las características de los fluidos cubren los rangos de valores que se indican a continuación:

Presión de burbujeo: 2570-5859 lb/pg² (abs)
Relación gas disuelto-aceite: 129-3277 pie³/bl
Factor de volumen del aceite saturado: 1.10-3.603 bl/bl
Gravedad API del aceite: 25.03-42.87 °API
Densidad relativa del gas (Sep. Diferencial): 0.6711-1.9365

III.7.1 Presión de Burbujeo

Para estudiar la predicción de esta propiedad, se seleccionaron 64 datos considerados confiables, de los cuales, 16 corresponden a crudos con gravedad específica menor que 31.1°API y 48 corresponden a aceites con gravedad API mayor o igual que 31.1. Las nuevas correlaciones propuestas para calcular la presión de burbujeo, son las siguientes:

Para crudos con gravedad API menor que 31.1:

$$\log p_b = 2.80308 - 0.01554\gamma_{gp} - 0.00692^\circ API - 0.00047 T + 0.38325 \log R, \dots\dots\dots(3.91)$$

donde:

p_b: lb/pulg² abs.

T: °F

R: pie³/bl

**ECUACIÓN GENERAL DE BALANCE DE MATERIA Y UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL
PARA SUS CÁLCULOS**

O bien, en otras unidades:

$$\log p_b = 1.9223 - 0.01554 \gamma_{gp} - 0.00692^\circ API - 0.000846 T + 0.38325 \log R, \dots\dots\dots(3.92)$$

donde:
 p_b : kg/cm² abs.
T: °C
R: m³/m³

Para crudos con gravedad API mayor o igual que 31.1:

$$\log p_b = 2.98328 - 0.19346 \gamma_{gp} - 0.00575^\circ API - 0.00052 T + 0.3591 \log R, \dots\dots\dots(3.93)$$

donde:
 p_b : lb/pulg² abs.
T: °F
R: pie³/bl

O bien, en otras unidades:

$$\log p_b = 2.08288 - 0.19346 \gamma_{gp} - 0.00575^\circ API - 0.000936 T + 0.35921 \log R, \dots\dots\dots(3.94)$$

donde:
 p_b : kg/cm² abs.
T: °C
R: m³/m³

III.7.2 Relación Gas Disuelto – Aceite

Para estudiar la relación gas disuelto-aceite Santamaría y Hernández⁴⁰ utilizaron 439 datos; 126 correspondientes a crudos con gravedad API menor que 31.1 y 313 a aceites mayores o iguales a 31.1 °API. Los errores mínimos se obtienen con las siguientes correlaciones propuestas:

Para crudos con gravedad API menor que 31.1:

$$\log R_s = 1.588525 + 0.00017 p + 0.019042 API + 0.00078 T - 0.17842 \log \gamma_{gd}, \dots\dots\dots(3.95)$$

donde:
 R_s : pie³/bl
T: °F
p: lb/pulg² abs.

O bien, en otras unidades:

$$\log R_s = 0.864135 + 0.0024174 p + 0.019042 API + 0.001404 T - 0.17842 \log \gamma_{gd}, \dots\dots\dots(3.96)$$

donde:
 R_s : m³/m³
p: kg/cm² abs.
T: °C

Para crudos con gravedad API mayor o igual que 31.1:

$$\log R_s = -1.85707 + 1.26813 \log p + 0.00509 API - 0.00033 T + 0.41306 \gamma_{gd}, \dots\dots\dots(3.97)$$

III. OBTENCIÓN DE PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO

donde:

R_s : pie³/bl

T: °F

p: lb/pulg² abs.

O bien, en otras unidades:

$$\log R_s = -1.15495 + 1.26813 \log p + 0.00509 API - 0.000594 T + 0.41306 \gamma_{gd}, \dots\dots\dots(3.98)$$

donde:

R_s : m³/ m³

p: kg/cm² abs.

T: °C

En la predicción de la relación gas disuelto-aceite en el yacimiento, la densidad relativa del gas disuelto corresponde a la del gas producido.

III.7.3 Factor de Volumen del Aceite Saturado

Para el análisis de las correlaciones que predicen esta propiedad, Santamaría y Hernández⁴⁰ consideraron 560 datos, que conforman el total de los disponibles.

Se observó que la correlación de Standing es la que presenta los menores errores, obteniéndose resultados satisfactorios en la predicción del factor de volumen del aceite saturado. En vista de lo anterior, los autores no consideraron necesario probar nuevas expresiones para el cálculo de esta propiedad.

III.7.4 Compresibilidad del Aceite Bajosaturado

Para estudiar esta propiedad se consideraron 294 datos y se obtuvieron los mejores datos con la siguiente expresión:

$$c_o = 10^{-5} \left[-1.2275 - 0.95796 \gamma_{gp} + 0.01691 API + 0.00691 T + 6.37746 \frac{R}{p} \right], \dots\dots\dots(3.99)$$

donde:

$C_o = 1 / (\text{lb}/\text{pg}^2)$

R: pie³/bl

T: °F

p: lb/pulg²

O bien, en otras unidades:

$$c_o = 10^{-5} \left[-14.31072 - 13.62219 \gamma_{gp} + 0.024046 API + 0.176868 T + 35.80306 \frac{R}{p} \right], \dots\dots\dots(3.100)$$

donde:

$C_o = 1 / (\text{kg}/\text{cm}^2)$

R: m³/ m³

p: kg/cm²

T: °C

III.7.5 Densidad relativa del Gas Disuelto

Para estudiar la densidad relativa del gas disuelto, Santamaría y Hernández⁴⁰ utilizaron 391 datos, de los cuales 112 corresponden a crudos con gravedad específica menor que 31.1°API. Las expresiones con mayor precisión son:

ECUACIÓN GENERAL DE BALANCE DE MATERIA Y UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA SUS CÁLCULOS

Para crudos con gravedad API menor que 31.1:

$$\gamma_{gd} = 2.29551 - 0.423481 \log p + 0.11101 \log \text{API} + 0.03419 \log T + 2.12060 \log \gamma_{gp}, \dots\dots\dots(3.101)$$

donde:

p: lb/pulg² abs.

T: °F

O bien, en otras unidades:

$$\gamma_{gd} = 1.80728 - 0.42348 \log p + 0.11101 \log \text{API} + 0.03419 \log (1.8 T + 32) + 2.1206 \log \gamma_{gp}, \dots\dots\dots(3.102)$$

donde:

p: kg/cm² abs.

T: °C

Para crudos con gravedad API mayor o igual que 31.1:

$$\gamma_{gd} = 3.26343 - 0.39292 \log p - 0.32541 \log \text{API} - 0.12097 \log T + 2.77765 \log \gamma_{gp}, \dots\dots\dots(3.103)$$

donde:

p: lb/pulg² abs.

T: °F

O bien, en otras unidades:

$$\gamma_{gd} = 2.81043 - 0.39292 \log p - 0.32541 \log \text{API} - 0.12097 (1.8 T + 32) + 2.77765 \log \gamma_{gp}, \dots\dots\dots(3.104)$$

donde:

p: kg/cm² abs.

T: °C.

III.8 Correlaciones para Campos Petroleros del Área Marina de Campeche

Estas correlaciones modificadas fueron utilizadas en este trabajo de tesis en su parte de herramienta computacional con el fin de adecuarlo al tipo de aceite que se encuentra en el área mencionada.

Para llevar a cabo estas modificaciones a las correlaciones pVT, Santamaría y Hernández⁴¹ revisaron 58 análisis pVT efectuados en los laboratorios: de Yacimientos de Villahermosa, Tab.; de Yacimientos en Poza Rica de Hgo., Ver; de Yacimientos en el Instituto Mexicano del Petróleo y Core Laboratorios, Inc.; correspondientes a los campos: Akal, Chac, Nohoch, Abkatún y Ku, del área Marina de Campeche. Una vez estudiados los análisis, se descartaron aquellos en los que se pudieron detectar fallas en las tomas o manejo de las muestras.

A continuación se validaron las correlaciones más utilizadas para el cálculo de la presión de burbujeo, relación gas disuelto-aceite y factor volumétrico del aceite saturado; para esto, se determinaron los errores promedio y desviaciones estándar resultantes de aplicar a las correlaciones de: Standing, Vázquez, Lasater y Oistein.

Una vez validadas las correlaciones, se estudiaron los resultados obtenidos y se desechó la información que generaba valores muy dispersos.

Posteriormente, para el caso de la presión de burbujeo y la relación gas disuelto-aceite, se procedió a la búsqueda de nuevas expresiones que predijeran estas propiedades, con mayor

III. OBTENCIÓN DE PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO

precisión que las correlaciones estudiadas. Este procedimiento se aplicó primero a toda la información disponible del área marina y después a diferentes campos por separado, con el fin de conocer las ventajas que puede presentar la selección de correlaciones por campo o grupo de campos, en comparación con la selección de una sola correlación para toda el área marina.

Finalmente, por comparación de los parámetros estadísticos obtenidos, se seleccionaron las correlaciones que dan como resultado los valores más cercanos a los medidos.

Los análisis pVT realizados a muestras de aceite de los campos estudiados, indican que los yacimientos son de aceite bajosaturado, y sus características cubren los rangos de valores siguientes:

Presión de burbujeo: 1315-3925 lb/pg² (abs)
 Relación gas disuelto-aceite: 169-1089 pie³/bl
 Factor de volumen del aceite saturado: 1.10-1.73 bl/bl
 Gravedad API del aceite: 13.15-32.17 °API
 Densidad relativa del gas (Sep. Diferencial): 0.79-1.22

Los gases liberados mostraron los siguientes contenidos en por ciento mol:

	MÍNIMO	MÁXIMO
Ácido sulfhídrico	0.9	1.4
Dióxido de carbono	0.6	3.6
Nitrógeno	0.5	0.7

III.8.1 Presión de Burbujeo

Se realizaron pruebas aplicando algunas expresiones a los campos por separado, obteniéndose finalmente resultados satisfactorios con las nuevas correlaciones siguientes:

Akal, Chac y Nohoch:

$$p_b = \text{anti} \log \left(2.2137 + 0.4307 \log R_s - 0.3026 \left(\frac{\text{API}}{T} \right) - 0.134 \log \bar{\gamma}_g \right), \dots\dots\dots(3.105)$$

Abkatún:

$$p_b = \text{anti} \log \left(1.7455 + 0.6139 \log R_s - 0.75959 \left(\frac{\text{API}}{T} \right) - 0.567 \log \bar{\gamma}_g \right), \dots\dots\dots(3.106)$$

Ku:

$$p_b = \text{anti} \log \left(2.898 + 0.1143 \log R_s + 2.183 \left(\frac{\text{API}}{T} \right) + 0.276 \log \bar{\gamma}_g \right), \dots\dots\dots(3.107)$$

III.8.2 Relación Gas Disuelto – Aceite

Las nuevas expresiones propuestas por Santamaría y Hernández⁴¹ para calcular la relación gas disuelto-aceite, son las siguientes:

Akal, Chac y Nohoch:

$$R_s = \text{anti log} \left(2.3218 \log p - 5.13977 + 0.70258 \left(\frac{\text{API}}{T} \right) + 0.31112 \log \gamma_g \right), \dots\dots\dots(3.108)$$

Abkatún:

$$R_s = \text{anti log} \left(1.6289 \log p + 0.9236 \log \gamma_g + 1.2373 \left(\frac{\text{API}}{T} \right) - 2.8433 \right), \dots\dots\dots(3.109)$$

Ku:

$$R_s = \text{anti log} \left(8.7489 \log p - 25.3543 - 19.099 \left(\frac{\text{API}}{T} \right) - 2.4147 \log \gamma_g \right). \dots\dots\dots(3.110)$$

III.8.3 Factor de Volumen del Aceite Saturado

Para calcular esta propiedad, Santamaría y Hernández⁴¹ observaron que la correlación de Standing es la que presenta los menores errores y desviaciones estándar, obteniéndose resultados satisfactorios para predecir el factor de volumen del aceite saturado en los campos estudiados. En vista de lo anterior no se consideró necesario probar nuevas expresiones para la obtención de esta propiedad.

IV. LA ECUACIÓN GENERALIZADA DE BALANCE DE MATERIA

El concepto de balance de materia es un concepto físico fundamental que es completamente usado en diversas ramas de la ingeniería. En Ingeniería de Yacimientos, es un método muy poderoso para estimar los Volúmenes Originales de Aceite y/o Gas (VOA/VOG) en el yacimiento (Original Oil/Gas In Place) o de la entrada de un acuífero. El método es completamente independiente del método volumétrico y entonces sirve para verificar cálculos hechos con volumetría. El método es más preciso dependiendo de la cantidad y de la calidad de los datos, no obstante, siempre es aconsejable usar ambos métodos si se tienen suficientes datos disponibles. La ventaja del método de Balance de Materia (BM) es que, en yacimientos permeables, se pueden ver los efectos del VOA y del VOG en áreas que no han sido perforadas. La desventaja es que no puede ser aplicada hasta después de que la producción ha comenzado. Un requerimiento práctico inherente para el éxito del BM es la necesidad, en gran término, de medir la presión del yacimiento, medir todos los fluidos producidos y obtener información precisa de presión/volumen/temperatura pVT. Es de gran importancia que las relaciones pVT sean medidas antes de que el yacimiento sea puesto a producir.

El aceite y el gas se venden en términos de volúmenes medidos a condiciones estándar. Esto significa que en BM es más conveniente trabajar en términos de volúmenes estándar en lugar de trabajar en términos de balance de masa. Los volúmenes se pueden relacionar con la presión fácilmente usando correlaciones pVT.

IV.1 Antecedentes

Coleman obtuvo la Ecuación de Balance de Materia (EBM) en 1930 y su trabajo fue usado después por Schilthuis⁴ y por Turner⁶. En 1963, Havlena y Odeh¹⁵ mostraron que debido a que la ecuación era lineal, los datos de BM se pueden combinar en la ecuación de la recta. Esto permitió al usuario determinar dos parámetros, tales como el VOA y el VOG en el caso de un yacimiento con casquete de gas o el coeficiente de acuífero en el caso de yacimiento con empuje por agua. Hasta la publicación de su trabajo, la EBM había sido usada para determinar sólo un parámetro (VOA o VOG) usando datos de presión y de producción en un solo punto a un cierto tiempo. Posteriormente, Tehrani mejoró el método para determinar el Volumen de Aceite y de Gas usando una técnica de regresión lineal con dos parámetros. Sills³² extendió el trabajo de Tehrani desarrollando una técnica para determinar el VOA y el VOG simultáneamente con parámetros del acuífero usando gráficas.

En 1994, Walsh, Ansah y Raghavan³⁴ hicieron un avance significativo en la EBM cuando incluyeron un nuevo término que consideraba al componente condensado en la fase de vapor. Esto permitió que la EBM fuera aplicada más rigurosamente a los yacimientos de gas y condensado y de aceite volátil. Previamente, el componente aceite volátil tenía que ser incluso excluido o manejado con menos rigurosidad como un término equivalente al gas. La EBM de Walsh es la más rigurosa y efectiva en cuanto a la consideración del aceite volátil o gas y condensado. Payne publicó en 1996 una forma de la EBM que permitía que los yacimientos comunicados fueran considerados como tanques conectados en serie o en paralelo. Él aplicó este método exitosamente a grandes yacimientos de gas.

IV.2 Obtención de la Ecuación Generalizada de Balance de Materia

Las siguientes suposiciones son necesarias para la obtención de la EGBM:

1. El yacimiento puede tener una fase inicial de vapor y una fase inicial de líquido.
2. El gas se puede disolver en la fase líquida.
3. El aceite puede ser volátil en la fase de vapor.
4. El agua puede invadir al yacimiento desde el acuífero durante la producción.
5. El agua y la roca son compresibles.

Nota: todo se expresa en unidades de campo.

IV. LA ECUACIÓN GENERALIZADA DE BALANCE DE MATERIA

El volumen original de gas se encuentra dividido en dos partes:

$$G = G_{fgi} + N_{foi} R_{si} , \dots\dots\dots (4.1)$$

donde

- G = volumen original total de gas
- G_{fgi} = volumen de gas en fase gaseosa inicial
- N_{foi} = volumen de aceite en fase aceite inicial
- R_{si} = relación de solubilidad inicial

Al combinar N_{foi} y R_{si} , obtenemos el volumen de gas disuelto en el aceite.

De manera muy similar, para obtener el volumen original de aceite, tenemos:

$$N = N_{foi} + G_{fgi} R_{vi} . \dots\dots\dots (4.2)$$

donde R_{vi} es la relación de vaporización del gas.

Al combinar R_{vi} y G_{fgi} , obtenemos el volumen de aceite vaporizado en el gas.

Podemos cuantificar el volumen de aceite o gas remanente después de que comience la producción de la siguiente manera:

$$N - Np = N_{fo} + G_{fg} R , \dots\dots\dots (4.3)$$

y

$$G - Gp = G_{fg} + N_{fo} R_s , \dots\dots\dots (4.4)$$

de manera general, considerando un componente (fase) cualquiera:

$$m - m_p = m_{fl} + m_{fd}$$

o bien:

Vol. Original de m – Vol. Producido de m = Vol. m en fase libre + Vol. m disuelto

Arreglando la ec. 4.3 y la ec. 4.4 obtenemos:

$$N_{fo} = N - Np - G_{fg} R_v , \dots\dots\dots (4.5)$$

$$\text{y } G_{fg} = G - Gp - N_{fo} R_s . \dots\dots\dots (4.6)$$

Resolvemos simultáneamente, sustituyendo la ec. 4.5 en la ec. 4.6 y arreglamos:

$$G_{fg} = G - Gp - (N - Np - G_{fg} R_v) R_s$$

$$G_{fg} - G_{fg} R_v R_s = G - Gp - (N - Np) R_s$$

Factorizando y despejando G_{fg} :

$$G_{fg} = \frac{G - Gp - (N - Np) R_s}{(1 - R_v R_s)} , \dots\dots\dots (4.7)$$

**ECUACIÓN GENERAL DE BALANCE DE MATERIA Y UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL
PARA SUS CÁLCULOS**

de manera análoga para N_{fo} :

$$N_{fo} = \frac{N - Np - (G - Gp)R_v}{(1 - R_v R_s)} , \dots\dots\dots (4.8)$$

ahora, sustituimos las ecs. 4.1 y 4.2 en 4.7 y 4.8 respectivamente:

$$G_{fg} = \frac{G_{fgi} + N_{foi}R_{si} - Gp - (N - Np)R_s}{(1 - R_v R_s)} , \dots\dots\dots (4.9)$$

$$N_{fo} = \frac{N_{foi} + G_{fgi}R_{vi} - Np - (G - Gp)R_v}{(1 - R_v R_s)} . \dots\dots\dots (4.10)$$

Las ecs. 4.9 y 4.10 expresan los volúmenes estándar para cualquier tiempo t en términos de los volúmenes iniciales (estándar), lo que indica que el yacimiento como volumen de control está balanceado. El cambio en los volúmenes de todas las fases en el volumen de control durante la producción se deben balancear.

Dado que el volumen de control es igual al volumen original del yacimiento, entonces:

$$\Delta V_o + \Delta V_g + \Delta V_w + \Delta V_r = 0 . \dots\dots\dots (4.11)$$

Para determinar ΔV_o , se debe calcular el volumen ocupado por la fase aceite antes y después de la producción. El volumen inicial de aceite en el yacimiento se calcula:

$$V_{oi} = N_{foi} B_{oi} .$$

Y el volumen de aceite en el yacimiento a un tiempo t

$$V_o = (N_{foi} + G_{fgi}R_{vi} - G_{fg}R_v - Np) B_o , \dots\dots\dots (4.12)$$

∴

$$\Delta V_o = N_{foi} B_{oi} - (N_{foi} + G_{fgi}R_{vi} - G_{fg}R_v - Np) B_o , \dots\dots\dots (4.13)$$

de manera similar para el gas

$$V_{gi} = G_{fgi} B_{gi}$$

y
$$V_g = (G_{fgi} + N_{foi}R_{si} - N_{fo}R_s - Gp) B_g , \dots\dots\dots (4.14)$$

∴

$$\Delta V_g = G_{fgi} B_{gi} - (G_{fgi} + N_{foi}R_{si} - N_{fo}R_s - Gp) B_g . \dots\dots\dots (4.15)$$

Los cambios en el volumen de la fase agua, ΔV_w , es el resultado de la compresibilidad del agua, la entrada o invasión del acuífero y de la producción de agua. Si W es el volumen inicial de agua en el yacimiento y V_ϕ es el volumen poroso inicial, entonces:

IV. LA ECUACIÓN GENERALIZADA DE BALANCE DE MATERIA

$$W = V_{\phi} S w_i , \dots\dots\dots (4.16)$$

mientras que el volumen poroso a cualquier t se define como:

$$V_w = W e - W p - \Delta W , \dots\dots\dots (4.17)$$

por lo tanto

$$\Delta V_w = -W e + B w W p - V_{\phi} S w_i c_w \Delta p , \dots\dots\dots (4.18)$$

en donde

$$\Delta p = p - p_0$$

el cambio en el volumen rocoso es el inverso del cambio en el volumen poroso, entonces:

$$\Delta V_r = -V_{\phi} c_r \Delta p , \dots\dots\dots (4.19)$$

debido a que V_f es el volumen poroso inicial total, se puede expresar como:

$$V_{\phi} = \frac{N_{foi} B_{oi} + G_{fgi} B_{gi}}{1 - S w_i} , \dots\dots\dots (4.20)$$

ahora sustituimos las ecs. 4.20 en 4.18 y 4.19:

$$\Delta V_w = -W e + B w W p - \frac{N_{foi} B_{oi} + G_{fgi} B_{gi}}{1 - S w_i} S w_i c_w \Delta p$$

$$\Delta V_r = - \frac{N_{foi} B_{oi} + G_{fgi} B_{gi}}{1 - S w_i} c_r \Delta p$$

del mismo modo, sustituimos las ecs. 4.13, 4.15, 4.18 y 4.19 en 4.11, obteniendo

$$N_{foi} B_{oi} - (N_{foi} + G_{fgi} R_{vi} - G_{fg} R_v - N p) B_o + G_{fgi} B_{gi} - (G_{fgi} + N_{foi} R_{si} - N_{fo} R_s - G p) B_g , \dots\dots\dots (4.21)$$

$$+ (-W e) + B w W p - (N_{foi} B_{oi} + G_{fgi} B_{gi}) c_t \Delta p + (-N_{foi} B_{oi} - G_{fgi} B_{gi}) c_t \Delta p = 0$$

donde

$$c_t = \frac{c_r + c_w S w_i}{1 - S w_i} . \dots\dots\dots (4.22)$$

Al sustituir las ecs. 4.9 y 4.10 en la ec. 4.21 y arreglando esta llegamos a la Ecuación General de Balance de Materia (EGBM)

$$N_p \left(\frac{B_o - R_s B_g}{1 - R_v R_s} \right) + G_p \left(\frac{B_g - R_v B_o}{1 - R_v R_s} \right) =$$

$$N_{foi} \left[\frac{B_o - B_{oi} + B_g (R_{si} - R_s) + R_v (B_{oi} R_s - B_o R_{si})}{1 - R_v R_s} \right]$$

**ECUACIÓN GENERAL DE BALANCE DE MATERIA Y UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL
PARA SUS CÁLCULOS**

$$+G_{igi} \left[\frac{Bg - Bg_i + Bo(R_{vi} - R_v) + R_s(Bg_i R_v - Bg R_{vi})}{1 - R_v R_s} \right] + W_e - B_w W_p + (N_{toi} Bo_i + G_{igi} Bg_i) * \left(\frac{S_{wi} c_w + c_f}{1 - S_w} \right) \Delta p \dots (4.23)$$

La ecuación anterior puede escribirse de manera compacta de la ecuación de balance de materia generalizada de la forma:

$$F = N_{toi} E_o + G_{igi} E_g + \Delta W + (N_{toi} Bo_i + G_{igi} Bg_i) E_{fw} \dots (4.24)$$

donde $F = N_p \left(\frac{Bo - R_s B_g}{1 - R_v R_s} \right) + G_p \left(\frac{Bg - R_v B_o}{1 - R_v R_s} \right) \dots (4.25)$

$$E_o = B_{to} - Bo_i \dots (4.26)$$

$$E_g = B_{tg} - Bg_i \dots (4.27)$$

$$E_{fw} = \left(\frac{c_f + c_w S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right) \Delta p \dots (4.28)$$

y $\Delta W = W_e - B_w W_p \dots (4.29)$

en donde $B_{to} = \left[\frac{Bo(1 - R_v R_{si}) + (R_{si} - R_s) Bg}{1 - R_v R_s} \right] \dots (4.30)$

y $B_{tg} = \left[\frac{Bg(1 - R_s R_{vi}) + (R_{vi} - R_v) Bo}{1 - R_v R_s} \right] \dots (4.31)$

Frecuentemente, es más conveniente expresar la producción de gas en términos de la Relación Gas/Aceite Producido Acumulado, R_p . En este caso la ec. 4.25 que define al yacimiento se convierte en:

$$F = \left[\frac{Bo(1 - R_v R_p) + (R_p - R_s) Bg}{1 - R_v R_s} \right] \dots (4.32)$$

El volumen del casquete de gas algunas veces se expresa en términos de r , la relación del volumen de gas en el casquete del yacimiento y del volumen de gas en la zona de aceite. La ecuación para determinar r es:

$$r = \frac{G_{igi} Bg_i}{N_{toi} Bo_i} \dots (4.33)$$

en este caso, la EBM se escribe de la siguiente manera:

$$F = N_{toi} E_o + \frac{N_{toi} Bo_i r E_g}{Bg_i} + \Delta W + N_{toi} Bo_i (1 + r) E_{fw} \dots (4.34)$$

IV. LA ECUACIÓN GENERALIZADA DE BALANCE DE MATERIA

NOTA: la ecuación no incluye los términos de inyección de gas o de agua, pero pueden incluirse fácilmente en los términos de producción de gas y aceite pero como producción negativa.

IV.3 Índices de Empuje

La EBM también se puede usar para derivar algunos de los índices que se usan para comparar las fuerzas relativas de varios tipos de mecanismos de empuje. La definición de índices de empuje es subjetiva y arbitraria, así que a continuación se presentarán las definiciones de dos autores.

IV.3.1 Índices de Empuje de Pirson

Pirson propuso tres índices de empuje en los yacimientos de aceite: índice de empuje por agotamiento, I_{DD} ; índice de empuje por segregación, I_{SD} ; e índice de empuje por entrada de agua, I_{WD} . El I_{DD} mide el efecto de expansión de la fase aceite, el I_{SD} mide el efecto de expansión del casquete de gas, y el I_{WD} mide el efecto de expansión del acuífero. Pirson no toma en cuenta el empuje por expansión de roca o del agua de formación, así que sus índices se definen como:

$$I_{DD} = \frac{N_{oi} E_o}{F}, \dots\dots\dots (4.35)$$

$$I_{SD} = \frac{G_{gi} E_g}{F}, \dots\dots\dots (4.36)$$

$$I_{WD} = \frac{\Delta W}{F}, \dots\dots\dots (4.37)$$

si E_{fw} se desprecia entonces:

$$I_{DD} + I_{SD} + I_{WD} = 1, \dots\dots\dots (4.38)$$

si se incluye E_{fw} , entonces un índice de empuje de formación, I_{FD} , se puede definir como:

$$I_{FD} = \frac{(N_{oi} B_{oi} + G_{gi} B_{gi}) E_{fw}}{F}, \dots\dots\dots (4.39)$$

entonces la ec. 4.45 queda:

$$I_{DD} + I_{SD} + I_{WD} + I_{FD} = 1, \dots\dots\dots (4.40)$$

estos son índices de empuje acumulativos y cambian conforme el yacimiento produce.

IV.3.2 Índices de Empuje de Sills³²

Se encontraron algunas deficiencias en los índices de empuje de Pirson, y Sills³² definió una serie de índices de empuje basados en la EBM que define la fuente de energía del yacimiento. Estos índices no fueron modificados para incluir los componentes volátiles del líquido. Sills³² rearregló la EBM para definir las expansiones de las fases en relación con el volumen de aceite producido del yacimiento. Se necesitan definir tres términos más para la separación de la producción del gas directamente de la fase vapor y de cualquier gas o agua inyectada: el gas producido de la fase vapor, G_{pg} ; el gas de inyección, G_i ; y el agua de inyección W_i . Los índices de empuje de Sills³² para yacimientos de aceite se definen como:

$$I_{DD} = \frac{N_{oi} E_o - (G_p - G_{pg} - N_p R_s) B_g}{N_p B_o}, \dots\dots\dots (4.41)$$

**ECUACIÓN GENERAL DE BALANCE DE MATERIA Y UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL
PARA SUS CÁLCULOS**

$$I_{SD} = \frac{G_{fgi} E_g + (G_l - G_{pg}) B_g}{N_p B_o}, \dots\dots\dots (4.42)$$

$$I_{WD} = \frac{W_e + (W_l - W_p) B_w}{N_p B_o}, \dots\dots\dots (4.43)$$

$$I_{FD} = \frac{(N_{foi} B_{oi} + G_{fgi} B_{gi}) E_{fw}}{N_p B_o} \dots\dots\dots (4.44)$$

Deben ser definidos los diferentes índices de empuje para yacimientos de gas. Debido a que estos índices no son fáciles de adaptar a los yacimientos de gas y condensado o de aceite volátil, los índices de empuje de Pirson son más versátiles. Sin embargo los índices de empuje de Sills³² pueden tener ventajas cuando se aplican a yacimientos convencionales de aceite y de gas. Estas dos diferentes series de índices de empuje indican la naturaleza subjetiva de los mismos.

V. CÁLCULO DE ENTRADA DE AGUA

V.1 Antecedentes

Para aplicar la EBM se debe determinar la entrada de agua, W_e , como función del tiempo si el Balance de Materia se usa para determinar los volúmenes originales de aceite y gas. W_e , depende del tamaño del acuífero y de la caída de presión entre el acuífero y el yacimiento. En este trabajo se presentarán dos métodos para determinar W_e : el método de flujo en régimen permanente de Schilthuis y el método de flujo en régimen pseudopermanente de Fetkovich.

V.2 Determinación de los parámetros del acuífero mediante Balance de Materia

La constante del acuífero y los volúmenes originales de aceite o gas también se pueden determinar de gráficas de Balance de Materia. La EBM se puede escribir de la forma:

$$F + B_w W_p = N_{foi} E_o + G_{fji} E_g + W_e + (N_{foi} B_{oi} + G_{fji} B_{gi}) E_{fw} , \dots\dots\dots (5.1)$$

en donde, para determinar la entrada de agua se tiene:

$$F + B_w W_p = N_{foi} E_o + G_{fji} E_g + B' \sum W_{eD} \Delta p_j + (N_{foi} B_{oi} + G_{fji} B_{gi}) E_{fw} , \dots\dots\dots (5.2)$$

para yacimientos de aceite bajosaturado, la ec. 5.2 se reduce a:

$$F + B_w W_p = N_{foi} (E_o + B_{gi} E_{fw}) + B' \sum W_{eD} \Delta p_j , \dots\dots\dots (5.3)$$

la ec. 4.9 se puede reorganizar para que quede:

$$\frac{F + B_w W_p}{E_o + B_{oi} E_{fw}} = N_{foi} + B' \frac{\sum_{j=1}^n W_{eD} \Delta p_j}{E_o + B_{oi} E_{fw}} , \dots\dots\dots (5.4)$$

V.2.1 Gráficas de entrada de agua por Balance de Materia

La ec. 5.4 implica la siguiente una gráfica de:

$$\frac{F + B_w W_p}{E_o + B_{oi} E_{fw}} \text{ vs. } \frac{\sum_{j=1}^n W_{eD} \Delta p_j}{E_o + B_{oi} E_{fw}}$$

que tiene como pendiente $m = B'$ y ordenada al origen $b = N_{foi}$.

Similarmente para los yacimientos de gas y condensado, la EBM es:

$$\frac{F + B_w W_p}{E_g + B_{gi} E_{fw}} = G_{fji} + B' \frac{\sum_{j=1}^n W_{eD} \Delta p_j}{E_g + B_{gi} E_{fw}} , \dots\dots\dots (5.5)$$

con base en la ec. 5.5 para yacimientos de gas y condensado, una gráfica de:

$$\frac{F + B_w W_p}{E_g + B_{gi} E_{fw}} \text{ vs. } \frac{\sum_{j=1}^n W_{eD} \Delta p_j}{E_g + B_{gi} E_{fw}}$$

tiene $m = B'$ y $b = G_{fji}$.

V. CÁLCULO DE ENTRADA DE AGUA

Para yacimientos saturados (con casquete de gas), no se pueden obtener los tres parámetros desconocidos (B' , G_{fgi} , N_{foi}) de una gráfica lineal, sin embargo, si la relación de volúmenes casquete de gas-aceite, M , es conocida de volumetría, dos de los parámetros se pueden determinar de una gráfica lineal. Para esto, la EGBM es:

$$F + B_w W_p = N_{foi} E_t + B' \sum W_{eD} \Delta p_j, \dots\dots\dots (5.6)$$

donde $E_t = E_o + M E_g \frac{B_{oi}}{B_{gi}} + B_{oi}(1 + M) E_{fw}$, $\dots\dots\dots (5.7)$

donde $M = \frac{G_{fgi} B_{gi}}{N_{foi} B_{oi}}$, $\dots\dots\dots (5.8)$

la ec. 5.6 se rearregla:

$$\frac{F + B_w W_p}{E_t} = N_{foi} + B' \frac{\sum_{i=j}^n W_{eD} \Delta p_j}{E_t}, \dots\dots\dots (5.9)$$

para yacimientos de aceite saturado se grafica:

$$\frac{F + B_w W_p}{E_t} \text{ vs. } \frac{\sum_{i=j}^n W_{eD} \Delta p_j}{E_t}$$

que tiene $m = B'$ y $b = N_{foi}$. Esta gráfica tiende a ser cóncava hacia arriba si M es muy grande y hacia abajo si M es muy pequeña, la regresión lineal ayuda a determinar el valor correcto de M . Si el coeficiente de regresión lineal, R^2 , se grafica vs. M , se puede encontrar un óptimo valor de M cuando se tiene el valor máximo del coeficiente de regresión.

La ec. 5.2, que es la EBM para yacimientos saturados, se escribe de la siguiente manera:

$$F + B_w W_p = N_{foi} E_o + G_{fgi} E_g + (N_{foi} B_{oi} + G_{fgi} B_{gi}) E_{fw} + B' \sum W_{eD} \Delta p_j \dots\dots\dots (5.2)$$

Con una gráfica lineal no se pueden determinar los tres parámetros desconocidos (B' , G_{fgi} y N_{foi}) sin el uso de la técnica de regresión lineal. Sin embargo, los tres parámetros también se pueden determinar por regresión lineal múltiple siempre y cuando sean conocidos los primeros datos y al menos tres de los puntos de datos conocidos.

V.3 Método de Schilthuis

El modelo más simple para la entrada de agua es el método de Schilthuis el cual considera que el ritmo de entrada de agua es proporcional al decremento de presión ($p_i - p$).

$$\frac{dW_e}{dt} = k'(p_i - p), \dots\dots\dots (5.10)$$

integrando la ecuación anterior:

$$We = k' \int_0^t (p_i - p) \dots\dots\dots (5.11)$$

Donde k' es una constante de proporcionalidad en unidades de RB/(D-psi). En el SI, k' puede tener unidades de $\text{res m}^3/(\text{s Pa})$. Se usa k' en lugar de k para no confundirlo con la permeabilidad. Es difícil predecir un valor a priori para k' , pero se puede medir a partir de los datos de presión y producción del yacimiento. Una manera de hacer esto es calculando primero We de la EBM.

$$We = B_w W_p + F - N_{foi} E_o - G_{fgi} E_g - (N_{foi} B_{oi} + G_{fgi} B_{gi}) E_{fw} \dots\dots\dots (5.12)$$

La ecuación 5.12 requiere que N_{foi} y G_{fgi} sean conocidos de volumetría. Después, por medio de una gráfica $\Delta We/\Delta t$ vs. $(p_i - p)$, se determina k' a partir de la pendiente de la gráfica, m . Si los volúmenes originales de aceite y gas son conocidos, k' se puede determinar si la producción del yacimiento se puede limitar por un periodo en donde la presión se mantenga relativamente constante. Esto es, $dp/dt=0$, lo cual significa que el volumen de fluidos producidos es igual al volumen de entrada de agua.

$$\frac{dWe}{dt} = \frac{d(F + B_w W_p)}{dt} = \frac{\Delta F + B_w \Delta W_p}{\Delta t} \dots\dots\dots (5.13)$$

para yacimientos de aceite negro ($R_v=0$), esto se puede simplificar a:

$$\frac{dWe}{dt} = B_w \frac{dW_p}{dt} + (B_o - R_s B_g) \frac{dN_p}{dt} + B_g \frac{dG_p}{dt} \dots\dots\dots (5.14)$$

para presiones mayores a la de burbujeo, se puede simplificar a:

$$\frac{dWe}{dt} = B_w \frac{dW_p}{dt} + B_o \frac{dN_p}{dt} \dots\dots\dots (5.15)$$

entonces el valor de dWe/dt se divide por $(p_i - p)$ para determinar k' .

V.4 Método de Fetkovich

Este método asume que el tamaño del acuífero es conocido y que el agua que fluye del acuífero depresiona al yacimiento de acuerdo con la EBM. Debido a que se asume un estado pseudopermanente en este método, se debe especificar un tamaño del acuífero finito.

Este método se aplica de una manera simple en cálculos de Balance de Materia. A continuación se describen los pasos para aplicar en el método:

1. Se calcula el volumen de agua acumulable máximo de entrada, W_{ei} ,

$$W_{ei} = \frac{\rho_i c_t \pi (r_{aq}^2 - r_R^2) h \phi}{5.61458} \frac{\theta}{360} \dots\dots\dots (5.16)$$

donde W_{ei} está dado por RB si h , r_{aq} , y r_R , están en pies.

V. CÁLCULO DE ENTRADA DE AGUA

2. Se calcula el índice de productividad, J, para el flujo del acuífero al yacimiento con:

$$J = \frac{0.007082kh}{\mu \left[\ln \left(\frac{r_{aq}}{r_R} \right) - 0.75 \right]} \frac{\theta}{360}, \dots\dots\dots (5.17)$$

para acuíferos finitos o con una presión constante en las fronteras del acuífero:

$$J = \frac{0.007082kh}{\mu \ln \left(\frac{r_{aq}}{r_R} \right)} \frac{\theta}{360}, \dots\dots\dots (5.18)$$

las ecs. 5.17 y 5.18 tienen unidades de campo, J está dado por RB/(D-psi) en SI o en res m³/(d Pa).

3. Inicialmente se toma la presión del yacimiento al final del tiempo n, p_{Rn}; la presión media durante el tiempo n, \bar{p}_{Rn} ; y la presión media del acuífero al final del tiempo n, \bar{p}_{aqn} , para la presión inicial del yacimiento, p_i. Se miden o se especifican p_{Rn} y Δt_n.

4. Se calcula la presión media del yacimiento para cada intervalo de tiempo:

$$\bar{p}_{Rn} = \frac{p_{Rn-1} + p_{Rn}}{2} \dots\dots\dots (5.19)$$

5. Calcular la entrada de agua para cada intervalo de tiempo:

$$\Delta W_{en} = \frac{W_{ei}}{\rho_i} (\bar{p}_{n-1} - \bar{p}_{Rn}) \left(1 - e^{-\frac{J\rho_i\Delta t_n}{W_{ei}}} \right) \dots\dots\dots (5.20)$$

6. Se calcula la entrada total acumulada de agua al tiempo actual:

$$W_e = \sum_{j=1}^n \Delta W_{ej} \dots\dots\dots (5.21)$$

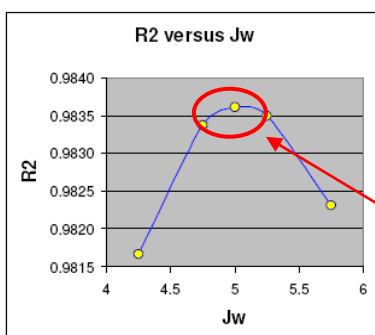
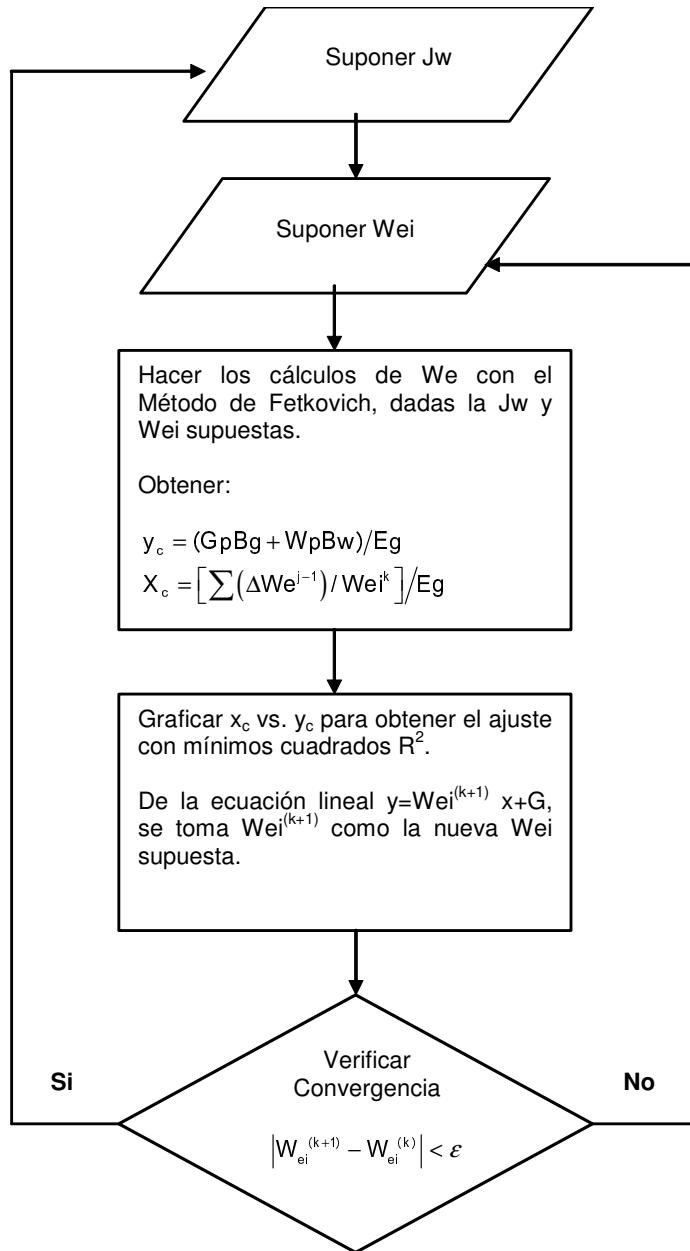
7. Calcular la presión media en el acuífero al término del tiempo actual:

$$\bar{p}_n = p_i \left(1 - \frac{W_e}{W_{ei}} \right) \dots\dots\dots (5.22)$$

8. Regresar al paso 4 y repetir para el siguiente intervalo de tiempo.

Para los ejemplos de este trabajo se supusieron tanto Jw como Wei, empleando un proceso iterativo para el método de Fetkovich.

**ECUACIÓN GENERAL DE BALANCE DE MATERIA Y UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL
PARA SUS CÁLCULOS**



Se encuentra el mejor ajuste de R^2 , encontrando también la mejor Jw .

VI. APLICACIONES DE LA EBM GENERALIZADA

En este capítulo se revisarán aplicaciones de las ecuaciones de Balance de Materia en diferentes tipos de yacimientos, volumétricos y con entrada de agua.

Mediante la aplicación de las Ecuaciones de Balance de Materia será posible estimar los volúmenes originales de aceite y/o gas, y en su caso los parámetros del acuífero asociado.

VI.1 Procedimiento general de análisis

La ecuación generalizada de Balance de Materia puede reducirse a formas particulares, dependiendo del tipo de yacimiento y mecanismos de producción que actúan en el mismo.

Las formas particulares de la Ecuación Generalizada de Balance de Materia se emplean en la evaluación de volúmenes originales de aceite y/o gas en el yacimiento y, en su caso, en la estimación de las características y potencial del acuífero asociado, empleando para ello datos de presión-producción de fluidos y sus propiedades.

El procedimiento general de análisis de los yacimientos de hidrocarburos es el siguiente:

Para yacimientos volumétricos:

1. A partir de los datos del yacimiento, de los datos pVT y de los de Presión-Producción se hacen los cálculos de Balance de Materia como E_g , E_o , E_t , E_{fw} , B_{to} , B_{tg} , F , dependiendo del tipo de fluido del yacimiento como se describe a lo largo del capítulo.
2. Ya que se obtienen los cálculos necesarios, se hace el análisis gráfico para obtener los volúmenes originales de Aceite y/o Gas según sea el caso. Havlena y Odeh propusieron una serie de gráficas que usan la EBM como una gráfica lineal. Sus gráficas permiten la determinación del Volumen Original de Aceite in Situ (OOIP por sus siglas en inglés) y del Volumen Original de Gas in Situ (OGIP) a partir de todos los datos medidos de presión-producción, en vez de calcularlos a partir de puntos individuales de datos. En los ejemplos que se citan en este capítulo se utilizan algunas de las siguientes gráficas y algunas otras que son modificadas.

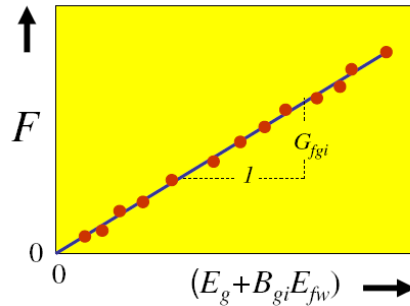
Gráfica 1

Debido a que no se presenta originalmente la fase de aceite libre en los yacimientos de gas seco o de gas y condensado $N_{foi}=0$. Si el yacimiento es volumétrico, entonces $\Delta W=0$ y la ecuación 4.24 se reduce a:

$$F = G_{fgi}E_g + G_{gfi}B_{gi}E_{fw} \dots\dots\dots (6.1)$$

Sin embargo si se hace una gráfica de F vs. $E_g+B_{gi}E_{fw}$, se obtiene una recta que pasa por el origen con una pendiente igual a G_{fgi} . Esta gráfica es análoga a la gráfica de p/z vs. G_p para yacimientos de gas seco. Esta última gráfica tiene algunas ventajas, sin embargo, en general la gráfica 1 es más versátil y precisa que la gráfica p/z debido a que se fuerza a ésta a intersectar el origen. La gráfica 1 es igualmente aplicable a los yacimientos de gas seco y de gas y condensado. En los yacimientos de gas seco, los cálculos de F y de E_g son más simples debido a que $N_p=0$ y $R_v=0$. En los yacimientos de gas y condensado, el Volumen Original de Condensado in Situ es igual a $G_{fgi}R_{vi}$.

VI. APLICACIONES DE LA EBM GENERALIZADA

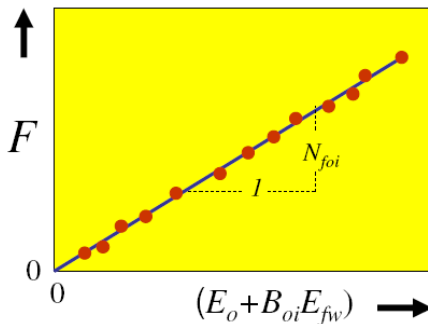


Gráfica 2

En yacimientos de aceite bajosaturado (presión por debajo del punto de burbuja), no se presenta originalmente la fase de gas libre, así que $G_{fgi}=0$. Si $\Delta W=0$ o es despreciable, entonces la ecuación 4.24 se reduce a:

$$F = N_{foi} E_o + N_{foi} B_{oi} E_{fw} \dots\dots\dots (6.2)$$

Sin embargo si se hace una gráfica de F vs. $E_o + B_{oi} E_{fw}$, se obtiene una recta que pasa por el origen con una pendiente igual a N_{foi} . Esta ecuación aplica para todos los yacimientos de aceite bajosaturado, incluyendo los yacimientos de aceite volátil. En los yacimientos de aceite volátil, los cálculos de E_o son más complicados debido a que $R_v \neq 0$. En todos los yacimientos de aceite bajosaturado OGIP es igual a $N_{foi} R_{si}$.



Gráfica 3(a)

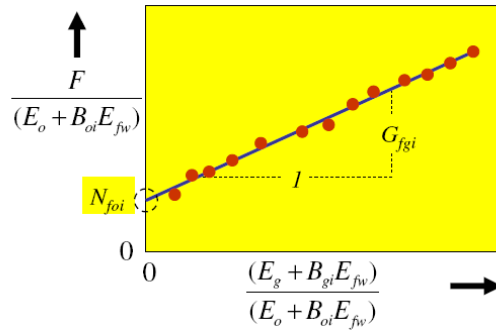
En yacimientos volumétricos de aceite saturado (por ejemplo, aquellos con casquete de gas pero sin empuje de agua), sólo cuando $\Delta W=0$ la ecuación 4.24 se reduce a:

$$F = N_{foi} E_o + G_{fgi} E_g + (N_{foi} B_{oi} + G_{fgi} B_{gi}) E_{fw} \dots\dots\dots (6.3)$$

la ec. 6.3 se puede arreglar:

$$\frac{F}{E_o + B_{oi} E_{fw}} = N_{foi} + G_{fgi} \frac{E_g + B_{gi} E_{fw}}{E_o + B_{oi} E_{fw}} \dots\dots\dots (6.4)$$

Esta ecuación implica que si se hace una gráfica de $F/(E_o + B_{oi} E_{fw})$ vs. $(E_g + B_{gi} E_{fw})/(E_o + B_{oi} E_{fw})$, se obtiene una recta con una pendiente, A , igual a G_{fgi} que interseca a b , igual a N_{foi} . De hecho, con esta gráfica, se puede determinar la cantidad de aceite libre y de gas libre in situ. Por supuesto, los OGIP y OOIP totales se deben determinar de las ec. 4.1 y 4.2, respectivamente.

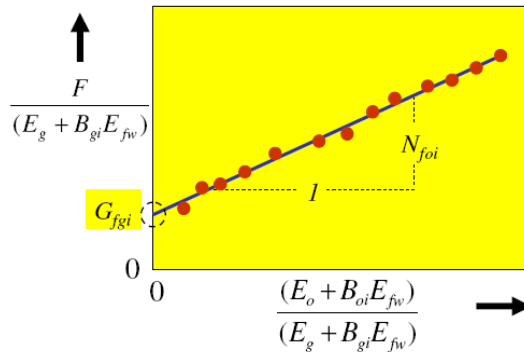


Gráfica 3(b)

Una alternativa de la gráfica 3(a) es arreglar la ecuación 6.3:

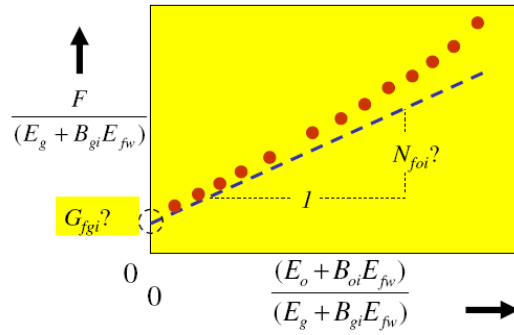
$$\frac{F}{E_g + B_{gi} E_{fw}} = G_{fgi} + N_{foi} \frac{E_o + B_{oi} E_{fw}}{E_{og} + B_{gi} E_{fw}} \dots\dots\dots (6.5)$$

Esta ecuación implica que si se hace una gráfica $F/(E_g + B_{gi} E_{fw})$ vs. $(E_o + B_{oi} E_{fw})/(E_g + B_{gi} E_{fw})$, se obtiene una recta con $A=N_{foi}$ y $b= G_{fgi}$. Cualquier variación de la gráfica 3 es satisfactoria. Sin embargo, estas dos gráficas son muy sensibles a la precisión de los datos PVT, los pequeños errores en estos datos producen grandes errores en las gráficas.



3. Se verifica la volumetría del yacimiento en las gráficas 1 a 3, si las líneas de las gráficas se curvan hacia arriba. Sin embargo, esta tendencia de curva hacia arriba no es muy sensible y puede no desarrollarse si la producción tiene grandes variaciones. Frecuentemente, el agua invade los pozos en producción antes de que la tendencia se establezca en las gráficas. Cuando hay entrada de agua, los diferentes arreglos de la EBM se pueden expresar en gráficas que pueden diagnosticar la entrada de agua en una etapa temprana de la vida del yacimiento.

VI. APLICACIONES DE LA EBM GENERALIZADA



Para yacimientos con entrada natural de agua:

1. A partir de los datos del yacimiento, de los datos pVT y de los de Presión-Producción se hacen los cálculos de Balance de Materia como E_g , E_o , E_t , E_{fw} , B_{to} , B_{tg} , F , dependiendo del tipo de fluido del yacimiento.
2. Se supone una J_w y una W_{ei} iniciales
3. A partir de los cálculos de Balance de Materia y de la J_w y W_{ei} supuestas se hacen los cálculos del Método de Fetkovich con las siguientes ecuaciones:

$$p_R^{j-1/2} = \frac{p_R^{j+1} + p_R^j}{2}$$

$$\bar{p}^{j-1} = p_i \left(1 - \frac{W_e^{j-1}}{W_{ei}} \right)$$

$$\Delta W_e^{j-1} = \frac{W_{ei}}{p_i} (\bar{p}^{j-1} - p_R^{j-1/2}) \left[1 - \text{Exp} \left(- \frac{J_w p_i \Delta t_j}{W_{ei}} \right) \right]$$

$$W_e^{j-1} = \sum_{j=1}^n \Delta W_e^{j-1}$$

4. Se obtienen los valores de m y b considerando un modelo lineal:

$$y = b + mx$$

$$\frac{F + \Delta W}{E_t} = N_{foi} + W_{ei} \left(\frac{1}{E_t} \sum_{j=1}^k \frac{\bar{p}^{j-1} - p_R^{j-1/2}}{p_i} \left[1 - e^{-\frac{J_w p_i \Delta t_j}{W_{ei}}} \right] \right)$$

donde:

$$y_{oi} = \frac{F + \Delta W}{E_t}$$

$$b = N_{foi}$$

$$m = W_{ei}$$

$$x_j = \left(\frac{1}{E_t} \sum_{j=1}^k \frac{\bar{p}^{j-1} - p_R^{j-1/2}}{p_i} \left[1 - e^{-\frac{J_w p_i \Delta t_j}{W_{ei}}} \right] \right)$$

ECUACIÓN GENERAL DE BALANCE DE MATERIA Y UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA SUS CÁLCULOS

por otro lado, si consideramos una función error, E igual a:

$$E = \sum_{j=1}^k (y_{o_j} - y_{c_j})^2$$

$$E = \sum_{j=1}^k (y_{o_j} - mx_j - b)^2 = E(m, b)$$

y obtenemos derivadas con respecto a m y b:

$$\frac{\partial E}{\partial m} = 0 = -2 \sum_{j=1}^k (y_{o_j} - mx_j - b)x_j$$

$$\frac{\partial E}{\partial b} = 0 = -2 \sum_{j=1}^k (y_{o_j} - mx_j - b)$$

Con esto podemos obtener los coeficientes del jacobiano para aplicar el método del pivote y encontrar los valores de m y b, que son W_{ei} y G_{tgi} o N_{foi} , respectivamente.

Los coeficientes del jacobiano son:

$$\begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} \\ a_{21} & a_{22} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} C_1 \\ C_2 \end{bmatrix}$$

Con el modelo lineal obtenemos:

$$m \sum_{j=1}^k x_j^2 + b \sum_{j=1}^k x_j = \sum_{j=1}^k x_j y_{o_j}$$

$$m \sum_{j=1}^k x_j + bk = \sum_{j=1}^k y_{o_j}$$

Ajustando al jacobiano:

$$\begin{bmatrix} \sum_{j=1}^k x_j^2 & \sum_{j=1}^k x_j \\ \sum_{j=1}^k x_j & k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sum_{j=1}^k x_j y_{o_j} \\ \sum_{j=1}^k y_{o_j} \end{bmatrix}$$

Donde k es el número de datos.

- Una vez que se obtuvieron los valores de la pendiente (m) y la ordenada al origen (b), se calcula el coeficiente de correlación (R^2), para poder elegir el mejor ajuste de J_w . El valor de R^2 se calcula con los siguientes estadísticos:

$$R^2 = m^2 \frac{S_x^2}{S_y^2}$$

VI. APLICACIONES DE LA EBM GENERALIZADA

de donde:

$$S_x^2 = \frac{P_x}{n^2 - n}$$

$$S_y^2 = \frac{P_y}{n^2 - n}$$

y:

$$P_x = n \sum x^2 - (\sum x)^2$$

$$P_y = n \sum y^2 - (\sum y)^2$$

6. Ya que se obtuvieron varios valores de W_{ei} , N_{foi} o G_{fgi} y Jw , con su respectivo coeficiente de correlación, se hace el ajuste cuadrático o cúbico, para encontrar el mayor valor de R^2 , y por consiguiente, obtener los valores de W_{ei} y N_{foi} o G_{fgi} .

VI.2 Yacimientos de Gas Seco

Se llama yacimiento de gas seco al que produce solamente gas y no hidrocarburos líquidos apreciables y es el tipo de yacimiento más simple para analizar. Los yacimientos de gas frecuentemente tienen mayores factores de recuperación, independientemente del mecanismo de empuje. Los factores de recuperación de más del 80% no son poco comunes e incluso se pueden encontrar en yacimientos volumétricos. El gas natural (como se le llama cuando es vendido y usado) es muy compresible y tiene muy bajas viscosidades, ambos factores contribuyen a los altos factores de recuperación. Mientras el factor de recuperación tiende a ser menor en los yacimientos de gas con empuje de agua, éste puede ser más alto en los yacimientos volumétricos de gas si el yacimiento es homogéneo y tiene altas porosidades y permeabilidades.

Principalmente el factor de recuperación es menor en yacimientos con empuje de agua, porque éste deja una saturación de agua residual que es irrecuperable. Esta saturación de gas residual usualmente se encuentra a altas presiones, lo cual da como resultado un inconveniente factor de volumen de formación del gas. En otras palabras, la saturación residual del gas a altas presiones tiene un gran volumen de gas comprimido en un pequeño espacio. En yacimientos heterogéneos con empuje de agua, el agua tiende a fluir a través de la formación que tiene mayor permeabilidad, traspasando el gas que tiende a quedarse atrapado en las áreas de menor permeabilidad. Esto se vuelve un gran problema si el yacimiento es altamente fracturado y además tiene gran empuje de agua. El empuje de agua ayuda a la mayor parte del gas contenido en la matriz y en las fracturas a salir. El factor de recuperación en este tipo de yacimientos es aproximadamente del 25%. A continuación se examinarán los métodos para determinar el volumen original de gas en el yacimiento con la EBM, también se revisarán los problemas de yacimientos con altas presiones y con entrada de agua.

VI.2.1 Cálculos de Balance de Materia para Yacimientos de Gas Seco

VI.2.2.1 Yacimientos volumétricos de gas seco

No hay hidrocarburos en fase líquida en los yacimientos de gas seco, por lo tanto, $N_{foi}=0$. Tampoco, hay líquidos volátiles en la fase gas; por lo tanto, $R_{vi}=R_v=0$. La EBM se reduce a:

$$F = G_{fgi} E_g + \Delta W + G_{fgi} B_{gi} E_{fw}, \dots \dots \dots (6.6)$$

y las definiciones de los términos principales se simplifican a:

$$F = G_p B_g, \dots \dots \dots (6.7)$$

$$E_g = B_g - B_{gi} (1 - E_{fw}), \dots \dots \dots (6.8)$$

**ECUACIÓN GENERAL DE BALANCE DE MATERIA Y UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL
PARA SUS CÁLCULOS**

$$y \ B_{tg} = B_g \dots\dots\dots (6.9)$$

Usualmente se puede despreciar el último término en la ecuación 6.6 debido a que el gas normalmente tiene mayor compresibilidad que el agua y la roca. Si además, se desprecia la entrada de agua (p.e. si el yacimiento es volumétrico), la EBM se puede reducir a:

$$G_p B_g = G_{igi} (B_g - B_{gi}) \dots\dots\dots (6.10)$$

La ec. 6.10 es la ecuación más usada para analizar los yacimientos volumétricos de gas. Cuando los datos suficientes están disponibles, es mejor graficar los datos y usar regresión lineal para determinar el volumen original de gas en el yacimiento.

La ec. 6.10 se puede arreglar en términos de B_g , que se puede calcular a partir de:

$$B_g = \frac{z T p_s}{\rho T_s} \dots\dots\dots (6.11)$$

sustituyendo la ecuación 6.11 en 6.10:

$$\frac{G_p z T p_s}{\rho T_s} = \frac{G_{igi} T p_s}{T_s} \left(\frac{z}{\rho} - \frac{z_i}{\rho_i} \right) \dots\dots\dots (6.12)$$

eliminando términos comunes y arreglando, la EBM queda:

$$\frac{\rho}{z} = \frac{\rho_i}{z_i} - \frac{\rho_i G_p}{z_i G_{igi}} \dots\dots\dots (6.13)$$

Gráfica 1. La ec. 6.10 conduce a la primera gráfica de Balance de Materia de gas:

$$G_p B_g \text{ vs. } B_g - B_{gi}$$

Donde la ordenada al origen, b, es igual a cero y la pendiente, m, es igual a G_{igi} , si el yacimiento no tiene entrada de agua y es despreciable la compresibilidad de la formación. Si la línea de la gráfica no es recta y es curva hacia arriba, usualmente significa que ΔW no es despreciable y que existe entrada de agua, lo cual se verá más adelante. Si la línea de la gráfica es curva hacia abajo, significa que E_{tw} no es despreciable y que la compresibilidad de la formación es comparable con la compresibilidad del gas.

Gráfica 2. Se parte de la ec. 6.11 para realizar la gráfica más conocida para yacimientos volumétricos de gas:

$$\frac{\rho}{z} \text{ vs. } G_p$$

La cual tiene una intercepción en el eje y de $b = \frac{\rho_i}{z_i}$, y una intercepción en el eje x de $b = G_{igi}$, y tiene una pendiente de $m = \frac{\rho_i}{z_i G_{igi}}$. Obviamente es más fácil determinar el volumen original de gas en el yacimiento de la intercepción con el eje x. Esta gráfica tiene la ventaja de que la recuperación de gas a cualquier valor particular de $\frac{\rho}{z}$ se puede leer directamente de la gráfica.

VI. APLICACIONES DE LA EBM GENERALIZADA

Como en la gráfica 1, usualmente significa que ΔW no es despreciable y que hay entrada de agua si la línea de la gráfica no es recta y es curva hacia arriba, y E_{fw} no es despreciable y la compresibilidad de la formación es comparable con la compresibilidad del gas, si la línea es curva hacia abajo.

VI.2.1.2 Yacimientos de gas seco con entrada natural de agua

En este caso, el yacimiento puede eventualmente producir agua aportada por el acuífero, en cuyo caso, no existe acuífero asociado al yacimiento y $W_p \neq 0$.

Si consideramos también que:

1. No hay inyección de gas, $G_I=0$
2. No hay inyección de agua, $W_I=0$
3. Los efectos de la compresibilidad de la roca y del agua son despreciables, comparados con los del gas, $E_{fw} \sim 0$ (Suposición válida en yacimientos de gas con presiones normales).

Entonces:

$$G_p B_g + W_p B_w = G(B_g - B_{gi}) + W_e \dots\dots\dots(6.14)$$

Si se tiene un buen estimado del volumen original de gas a condiciones de superficie, G , es posible utilizar la ec. 6.14 para estimar el volumen acumulado de entrada de agua en función de t o p , esto es:

$$W_e = G_p B_g + W_p B_w - G(B_g - B_{gi}) \dots\dots\dots(6.15)$$

Conocido W_e versus p del yacimiento, es posible obtener los parámetros que caracterizan al acuífero, de acuerdo con el modelo de entrada de agua elegido.

Para fines de calcular simultáneamente tanto el Volumen Original de Gas como los parámetros del acuífero, mediante BM y el uso de algún modelo de entrada de agua es necesario escribir la ecuación 6.14 como sigue:

$$\frac{G_p B_g + W_p B_w}{(B_g - B_{gi})} = G + \frac{W_e}{(B_g - B_{gi})} \dots\dots\dots(6.16)$$

ahora, si el modelo de entrada de agua está dado por:

$$W_e = F(p, t; \alpha) \dots\dots\dots(6.17)$$

donde α es el parámetro del acuífero a evaluar, podemos entonces arreglar 6.17 como sigue:

$$W_e = \alpha F^*(p, t) \dots\dots\dots(6.18)$$

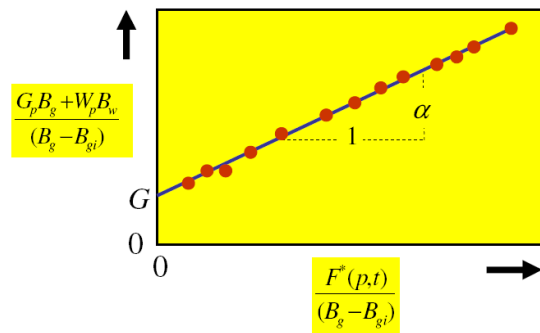
sustituyendo 6.18 en 6.16 se obtiene:

$$\frac{G_p B_g + W_p B_w}{(B_g - B_{gi})} = G + \alpha \frac{F^*(p, t)}{(B_g - B_{gi})} \dots\dots\dots(6.19)$$

si

$$y = \frac{G_p B_g + W_p B_w}{(B_g - B_{gi})} \quad x = \frac{F^*(p, t)}{(B_g - B_{gi})}$$

Tenemos la ecuación de una línea recta con pendiente α y ordenada al origen G .



VI.2.3 Análisis simplificado de yacimientos de gas y condensado

En la sección de yacimientos de gas y condensado se trata al condensado como un componente separado en la EBM, mientras que en esta sección se tratará con la teoría de los yacimientos de gas seco. El agua siempre es tratada como un componente separado, sin embargo, a veces es conveniente asociar el agua y el condensado con el gas y tratar todos los componentes como gas seco. Esto se puede realizar si no es mucha la producción de agua y condensado y si no se conoce la volatilidad de los líquidos y los factores de volumen de la formación.

El gas equivalente de 1 STB de condensado medido a condiciones estándar puede calcularse de la ley de gases ideales.

$$\begin{aligned}
 V_{gE} &= \frac{nRT_{sc}}{\rho_{sc}} \\
 &= \frac{350.16 \gamma_o (10.732)(519.67)}{M_o (14.7)} \\
 &= 132849 \frac{\gamma_o}{M_o} \text{ scf/STB}, \dots\dots\dots (6.20)
 \end{aligned}$$

donde n se determina en lb mol/STB de condensado y se calcula a partir de:

$$n = \frac{\rho_w \gamma_o}{M_o}, \dots\dots\dots (6.21)$$

donde $\rho_w = 350.16 \text{ lbm/STB}$

El peso molecular del aceite, M_o , se puede medir directamente o estimar a partir de:

$$M_o = \frac{5954}{\gamma_{o,API} - 8.811} \dots\dots\dots (6.22)$$

La densidad relativa también se puede expresar en términos de los grados API del condensado:

$$\gamma_o = \frac{141.5}{^\circ API + 131.5}, \dots\dots\dots (6.23)$$

VI. APLICACIONES DE LA EBM GENERALIZADA

relacionando las ecs. 6.23 y 6.22 se tiene que:

$$\frac{\gamma_o}{M_o} = 0.023766 * \left(\frac{^\circ API - 8.8}{^\circ API + 131.5} \right), \dots\dots\dots (6.24)$$

sustituyendo la ec. 6.21 en 6.20 y considerando 6.23, así como R= 10.732, T_{sc}= 519.67 °R, p_{sc}= 14.7 psia, ρ_w= 350.16 lbm/STB.

$$V_{gE} = 3.16 * \left(\frac{^\circ API - 8.8}{^\circ API + 131.5} \right), \dots\dots\dots (6.25)$$

donde el volumen de gas equivalente del líquido condensado, V_{gE}, está expresado en Mscf/STB.

Se tiene entonces que el volumen de gas equivalente, G_E (expresado en Mscf), de N_p barriles de condensado es:

$$G_{pE} = V_{gE} N_p, \dots\dots\dots (6.26)$$

y el volumen total de gas seco, a emplearse en los cálculos de BM es:

$$G_{pT} = G_p + G_{pE} \dots\dots\dots (6.27)$$

Un valor típico del gas equivalente del condensado es de 700 a 750 scf/STB. La ec. 6.20 se puede aplicar también al agua, pero sólo para el agua que es volátil en la fase vapor. El agua producida de la fase líquida se debe manejar con los parámetros de W_e y W_p en el término ΔW. Debido a que M_w=18 y γ_w= 1, el volumen de gas equivalente para el agua en la fase vapor se reduce a V= 7380 scf/STB.

VI.2.4 Ejemplos de aplicación

VI.2.4.1 Yacimiento Volumétrico de Gas Seco

Dado un yacimiento volumétrico de gas seco, se presentan los datos de presión-producción:

<i>Datos pVT y de Presión-Producción</i>			
Presión (psia)	Gp (MMscf)	z	Bg (rcf/scf)
3000	0	0.9120	0.005587
2876	384	0.9070	0.005796
2824	550	0.9050	0.005889
2755	788	0.9030	0.006023
2688	1002	0.9020	0.006167
2570	1445	0.9010	0.006442
2435	1899	0.9000	0.006791
2226	2670	0.9010	0.007438
2122	3113	0.9030	0.007820
1866	3982	0.9050	0.008913

Se hacen los cálculos necesarios para construir las gráficas 1 y 2:

**ECUACIÓN GENERAL DE BALANCE DE MATERIA Y UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL
PARA SUS CÁLCULOS**

<u>Cálculos</u>			
p/z (psia)	Eg (rcf/ scf)	F (MMrcf)	F/Eg (MMscf)
3289.4737	0	0	0
3170.8931	0.000209	2.2257	10649.1100
3120.4420	0.000302	3.2390	10725.0000
3050.9413	0.000436	4.7461	10885.6055
2980.0443	0.000580	6.1793	10654.0241
2852.3862	0.000855	9.3087	10887.3567
2705.5556	0.001204	12.8961	10711.0540
2470.5882	0.001851	19.8595	10729.0438
2349.9446	0.002233	24.3437	10901.7734
2061.8785	0.003326	35.4916	10670.9459

Gráfica 1:

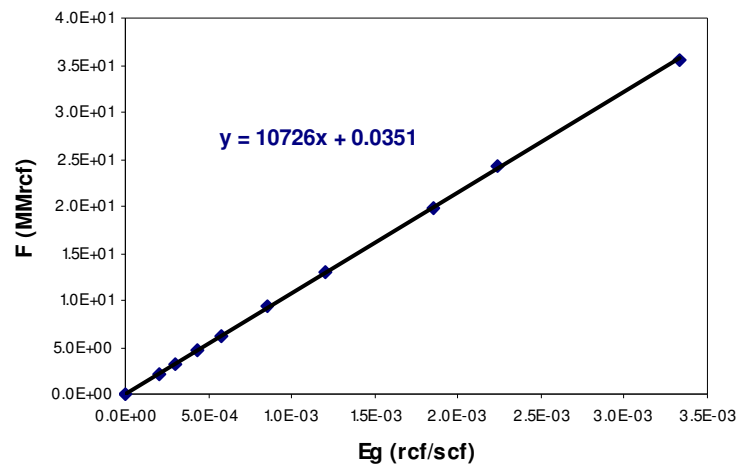


Fig. 6.1 Gráfica F vs. Eg

La pendiente de la recta es el valor de G, por lo tanto:

G = 10 726 MMscf

VI. APLICACIONES DE LA EBM GENERALIZADA

Gráfica 2:

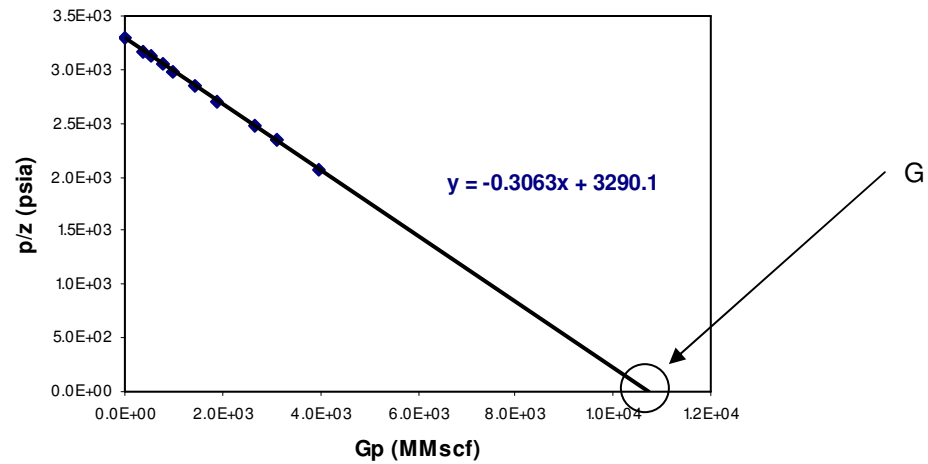


Fig. 6.2 Gráfica G_p vs. p/z

Ajustando la ecuación:

$$y = -0.3063x + 3290.1 \text{ a}$$

$$0 = -0.3063G + 3290.1$$

$$G = 3290.1/0.3063$$

obtenemos:

$$\mathbf{G = 10\ 741.43\ MMscf}$$

Para verificar la volumetría del yacimiento se realiza una gráfica de G_p vs. $G_p B_g/E_g$ que debe dar una recta horizontal con valor constante igual a G .

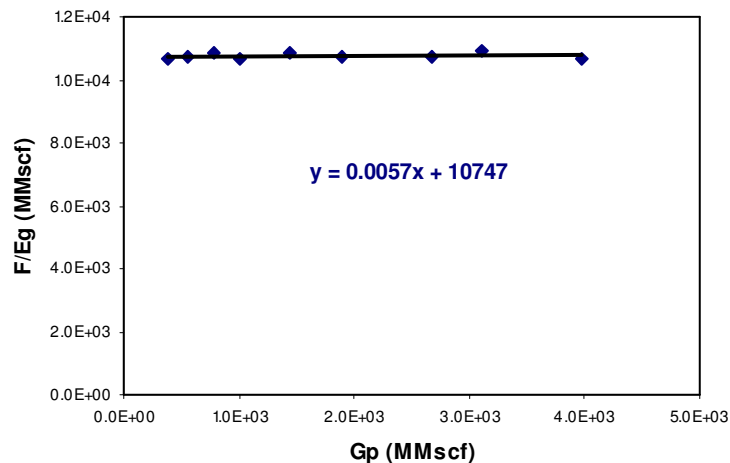


Fig. 6.3 Gráfica para la verificación del carácter volumétrico del yacimiento de Gas Seco

De donde obtenemos ordenada al origen, $b=G$

$$\mathbf{G = 10\ 747\ MMscf}$$

**ECUACIÓN GENERAL DE BALANCE DE MATERIA Y UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL
PARA SUS CÁLCULOS**

VI.2.4.2 Yacimiento Volumétrico de Gas Seco con Altas Presiones

El yacimiento Anderson L., es un yacimiento con altas presiones, que se encuentra en el sur de Texas. A continuación se presentan los datos del yacimiento y el desarrollo para determinar el volumen original de gas en el yacimiento por Balance de Materia.

Parámetros del yacimiento	
Ty	266 °F
Swi	0.35
cf	1.50E-05 1/psi
cw	3.00E-06 1/psi
ct	2.47E-05 1/psi
API	4.87E+01

Datos pVT y de Presión-Producción				
P (psia)	Gp (MMscf)	Np (STB)	Bg (rcf/scf)	z
9507	0.0	0.0	0.003111	1.440
9292	392.5	29,900.0	0.003134	1.418
8970	1,642.2	122,900.0	0.003176	1.387
8595	3,225.8	240,900.0	0.003212	1.344
8332	4,260.3	317,100.0	0.003244	1.316
8009	5,503.5	406,900.0	0.003288	1.282
7603	7,538.1	561,200.0	0.003347	1.239
7406	8,749.2	650,800.0	0.003378	1.218
7002	10,509.3	776,600.0	0.003449	1.176
6721	11,758.9	864,300.0	0.003505	1.147
6535	12,789.2	939,500.0	0.003542	1.127
5764	17,262.5	1,255,300.0	0.003734	1.048
4766	22,890.8	1,615,800.0	0.004210	0.977
4295	28,144.6	1,913,400.0	0.004438	0.928
3750	32,566.7	2,136,000.0	0.004880	0.891
3247	36,819.9	2,307,800.0	0.005402	0.854

Primero se calcula la Producción Total de Gas, usando el gas equivalente de la producción de condensado. También se calculan los parámetros necesarios para las gráficas que se realizan.

Cálculos					
Gptot. (MMscf)	Eg (rcf/scf)	Efw	p/z(1-Efw) (psia)	F (MMrcf)	F/Eg (MMscf)
0	0	0	6,602.0833	0	0
413.4	0.000040	0.0053084	6,518.1064	1.2956	32,788.0377
1,728.2	0.000106	0.0132585	6,381.4499	5.4888	51,660.2669
3,394.4	0.000171	0.0225173	6,251.0893	10.9028	63,740.0328
4,482.2	0.000223	0.0290108	6,147.6310	14.5403	65,129.2169
5,788.2	0.000292	0.0369856	6,016.2107	19.0316	65,162.8230
7,930.8	0.000382	0.0470098	5,847.9296	26.5444	69,442.9580
9,204.6	0.000428	0.0518737	5,765.0439	31.0931	72,583.2387
11,052.7	0.000530	0.0618485	5,585.8309	38.1208	71,870.2972
12,363.6	0.000608	0.0687863	5,456.5711	43.3344	71,274.3816
13,446.6	0.000659	0.0733787	5,373.0881	47.6279	72,242.1121
18,140.8	0.000911	0.0924147	4,991.7193	67.7377	74,396.0412
24,021.4	0.001463	0.1170553	4,307.1796	101.1301	69,117.6376
29,483.4	0.001727	0.1286843	4,032.6520	130.8473	75,750.9072
34,061.2	0.002211	0.1421403	3,610.5205	166.2187	75,171.2933
38,434.6	0.002772	0.1545594	3,214.4562	207.6237	74,904.8057

VI. APLICACIONES DE LA EBM GENERALIZADA

De la gráfica de E_g vs. F , se obtiene el volumen original de gas en el yacimiento, que es la pendiente, m .

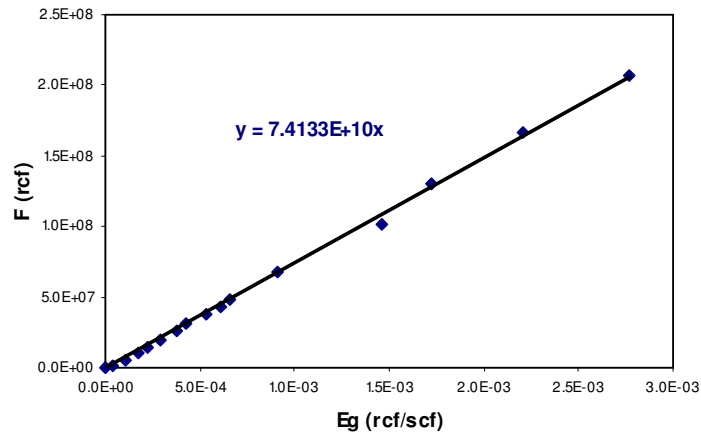


Fig. 6.4 Gráfica E_g vs. F

$G=74133$ MMscf.

Se ajusta la ecuación de la línea de tendencia:

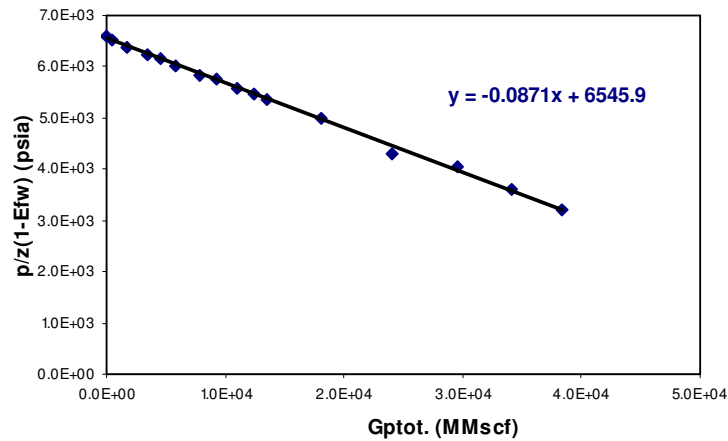


Fig. 6.5 Gráfica $G_{plot.}$ vs. $p/z(1-E_{fw})$

$$y = -0.0871x + 6545.9$$

$$0 = -0.0871G + 6545.9$$

$$G = 6545.9/0.0871$$

obtenemos:

$G= 75153.8$ MMscf

Para verificar la volumetría del yacimiento se realiza una gráfica de G_{ptot} vs. F/E_g que debe dar una recta horizontal con valor constante igual a G .

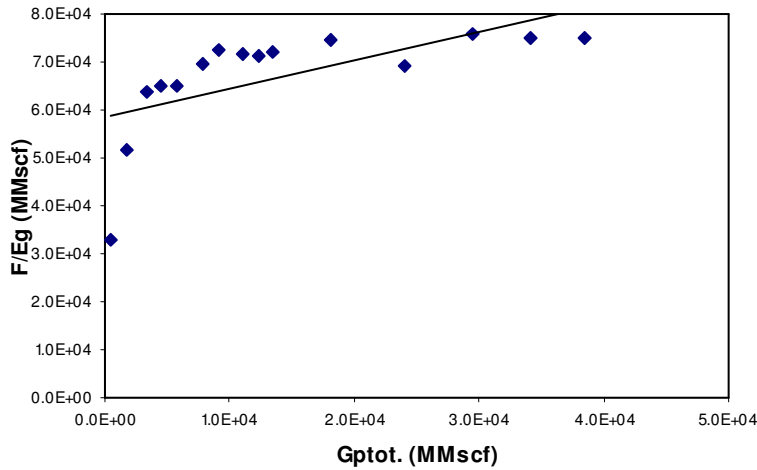


Fig. 6.6 Gráfica para la verificación del carácter volumétrico del yacimiento de Gas Seco con Alta Presión

En este caso se puede apreciar a partir de la gráfica, que el yacimiento no es volumétrico, por lo que no considerar la W_e , lleva a sobreestimar el valor de G .

Se tendría que analizar el yacimiento de nuevo, pero considerando la Entrada de Agua, siguiendo la metodología que se presentará en el siguiente ejemplo.

VI.2.4.3 Yacimiento de Gas Seco con Entrada natural de agua

A continuación se muestra una tabla con datos del yacimiento, presiones y producción de un yacimiento de Gas Seco en la costa del Golfo de Estados Unidos documentado por Sills³². Este yacimiento tiene producción de condensado, el cual se convirtió a Gas Equivalente para obtener la Producción Total de Gas.

<i>Parámetros del yacimiento</i>	
T_f	122 °F
S_{wi}	0.25
C_f	0.000003 1/psi
C_w	0.0000033 1/psi
G	1.56E+11 scf
C_t	0.0000051 1/psi

VI. APLICACIONES DE LA EBM GENERALIZADA

<i>Datos pVT y de Presión-Producción</i>							
t (días)	P (psia)	Gp (MMscf)	Np (STB)	Wp (STB)	Bg (rcf/scf)	Bw (RB/STB)	z
0	8,490	0	0	0	0.000540	1.0518	1.2714
182.5	8,330	1,758	2,000	0	0.000546	1.0520	1.2599
365.0	8,323	5,852	30,000	1,000	0.000546	1.0520	1.2593
547.5	8,166	10,410	66,000	3,000	0.000552	1.0522	1.2482
730.0	8,100	14,828	98,000	4,000	0.000554	1.0522	1.2435
912.5	7,905	21,097	138,000	7,000	0.000561	1.0524	1.2298
1095.0	7,854	26,399	180,000	9,000	0.000563	1.0525	1.2262
1277.5	7,858	30,042	215,000	10,000	0.000563	1.0525	1.2264
1460.0	7,900	32,766	237,000	11,000	0.000562	1.0524	1.2294
1642.5	7,971	34,548	257,000	11,000	0.000559	1.0524	1.2343
1825.0	7,883	37,590	282,000	12,000	0.000562	1.0525	1.2281
2007.5	7,728	42,446	314,000	16,000	0.000568	1.0526	1.2172
2190.0	7,550	51,117	375,000	54,000	0.000576	1.0528	1.2049
2372.5	7,446	57,697	420,000	153,000	0.000580	1.0529	1.1976
2555.0	7,400	63,678	465,000	433,000	0.000583	1.0530	1.1945
2737.5	7,600	65,432	475,000	715,000	0.000574	1.0528	1.2082
2920.0	7,675	65,613	475,000	753,000	0.000571	1.0528	1.2136
3102.5	7,600	67,593	477,000	1,042,000	0.000574	1.0527	1.2082
3285.0	7,600	70,688	484,000	1,237,000	0.000574	1.0528	1.2082
3467.5	7,615	72,226	488,000	1,575,000	0.000573	1.0527	1.2094
3650.0	7,623	72,943	489,000	2,383,000	0.000573	1.0527	1.2100

Se hacen los cálculos necesarios para el método de Fetkovich y Balance de Materia:

<i>Cálculos de Balance de Materia</i>			
Eg (rcf/scf)	Et (rcf/scf)	F (RB)	We (RB)
0	0	0	0
0.000005	0.000006	960,000	55,029.4
0.000006	0.000006	3,210,000	166,319.5
0.000011	0.000012	5,770,000	331,636.2
0.000014	0.000015	8,250,000	570,116.7
0.000021	0.000023	11,900,000	893,266.7
0.000023	0.000025	14,900,000	1,294,118.0
0.000023	0.000025	17,000,000	1,702,567.0
0.000021	0.000023	18,500,000	2,086,465.0
0.000018	0.000020	19,400,000	2,423,293.0
0.000022	0.000024	21,200,000	2,758,769.0
0.000028	0.000030	24,300,000	3,170,651.0
0.000036	0.000038	29,600,000	3,688,260.0
0.000040	0.000043	33,700,000	4,291,796.0
0.000042	0.000045	37,300,000	4,934,022.0
0.000033	0.000036	37,700,000	5,509,555.0
0.000030	0.000032	37,600,000	5,978,206.0
0.000033	0.000036	39,000,000	6,436,841.0
0.000033	0.000036	40,700,000	6,911,467.0
0.000033	0.000035	41,600,000	7,370,791.0
0.000032	0.000035	42,000,000	7,812,387.0

De los cálculos anteriores se genera el jacobiano para obtener m y b, que son W_{ei} y G_{figi} respectivamente.

**ECUACIÓN GENERAL DE BALANCE DE MATERIA Y UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL
PARA SUS CÁLCULOS**

Haciendo el pivoteo, se obtiene:

Wei (MMRB) 273	Gfgi (MMscf) 280,000	Jw (RB/D-psi) 3.81
------------------------------------	--	--

Y se obtienen las gráficas correspondientes para determinar los Volúmenes Originales de Gas y de Agua, así como la gráfica de Carácter Volumétrico del Yacimiento, respectivamente.

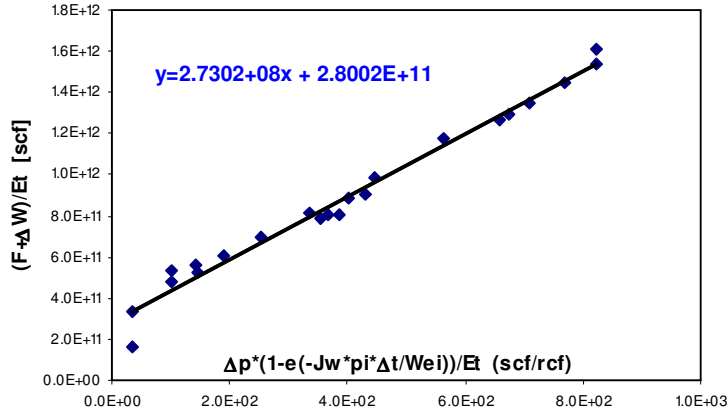


Fig. 6.7 Gráfica para la determinación del Volumen Original de Gas Seco

Se observa en la gráfica que la pendiente es el valor de Wei dado en rcf y la ordenada al origen es el valor de Gfgi.

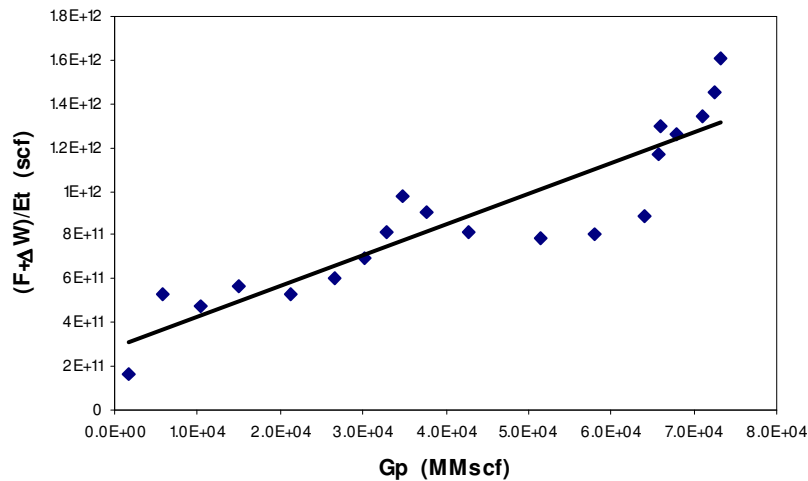


Fig. 6.8 Gráfica para la verificación del carácter volumétrico del yacimiento de Gas Seco

En la gráfica anterior se revisa que el yacimiento no es volumétrico, debido a que la línea no es horizontal.

VI.3 Yacimientos de Aceite Negro

VI.3.1 Cálculos de Balance de Materia para Yacimientos de Aceite Negro

VI.3.1.1 Yacimientos Volumétricos de Aceite Negro Bajosaturado

En un yacimiento de aceite bajosaturado, no existe la fase de gas libre en el yacimiento $G_{fgi} = 0$ y además $W_e = 0$.

La Ecuación General de Balance de Materia se reduce a:

$$F = N_{foi} (E_o + B_{oi} E_{fw}) + \Delta W, \dots\dots\dots(6.28)$$

donde $E_o + B_{oi} E_{fw} = E_t$.

La ecuación anterior se aplica a cualquier yacimiento de aceite bajosaturado, incluyendo los yacimientos de aceite volátil (donde $R_v \neq 0$) y aquellos donde la c_f y la c_w no son despreciables (formaciones de alta compresibilidad). Anteriormente, en la práctica se despreciaba a c_f y c_w cuando la presión estaba por debajo de la presión de burbujeo. En general se recomienda incluir a E_{fw} en los cálculos y en las gráficas, involucrando la aplicación de Balance de Materia en los yacimientos de aceite bajosaturado. Despreciar la c_f y c_w cuando la presión está por arriba de la presión de burbujeo conduce a un gran error (del orden del 50%). Cuando la presión está por debajo de la presión de burbujeo, despreciar c_f y c_w conduce a errores de sólo 3 a 5% en yacimientos de compresibilidad normal. Para ciertos yacimientos con alta compresibilidad de la formación, despreciar c_f y c_w conduce a enormes errores por arriba y por debajo de la presión de burbujeo. Esta es la razón por la que c_f y c_w debe ser medida e incluida en los cálculos siempre.

Para yacimientos de aceite volátil, la definición de B_{to} es mucho más complicada. Para yacimientos de aceite negro, la definición de los términos es:

$$E_{fw} = \left(\frac{c_f + c_w S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right) \Delta p, \dots\dots\dots(6.29)$$

$$E_o = B_{to} - B_{oi}, \dots\dots\dots(6.30)$$

donde $B_{to} = B_o + B_g (R_{si} - R_s), \dots\dots\dots(6.31)$

$$F = N_p (B_o - R_s B_g) + (G_p - GI) B_g, \dots\dots\dots(6.32a)$$

ó $F = N_p (B_o - R_{si} B_g) + (G_p - GI) B_g, \dots\dots\dots(6.32b)$

Frecuentemente, es más conveniente expresar la producción de gas en términos de la relación gas-aceite producido acumulado, $R_p = G_p / N_p$. En este caso, la ec. 6.32 se convierte en:

$$F = N_p [B_o + (R_p - R_s) B_g], \dots\dots\dots(6.33a)$$

ó $F = N_p [B_{to} + (R_p - R_{si}) B_g], \dots\dots\dots(6.33b)$

**ECUACIÓN GENERAL DE BALANCE DE MATERIA Y UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL
PARA SUS CÁLCULOS**

VI.3.1.2 Yacimientos de Aceite Negro Bajosaturado con entrada natural de agua

La EBM a usar en este caso se obtiene incluyendo en la ecuación 6.28 el término W_e , esto es:

$$F + (W_p - W_f)B_w = N_{foi}(E_o + B_{oi}E_{fw}) + W_e \dots\dots\dots(6.34)$$

La definición de los términos en esta ecuación es la que se da en la subsección VI.3.1.1.

En un yacimiento de aceite bajosaturado con entrada de agua, la ecuación 6.28 se puede arreglar:

$$\frac{F}{E_o + B_{oi}E_{fw}} = N_{foi} + \frac{\Delta W}{E_o + B_{oi}E_{fw}} \dots\dots\dots(6.35)$$

En las secciones anteriores se menciona que ΔW no incrementa linealmente con la producción y el tiempo, lo cual sugiere una gráfica de:

$$\frac{F}{E_o + B_{oi}E_{fw}} \text{ vs. } t \text{ (o } N_p \text{)}.$$

Es horizontal e igual a N_{foi} si no hay entrada de agua, pero incrementa con el tiempo si hay entrada de agua. Esto es análogo a la gráfica de diagnóstico de entrada de agua usada para yacimientos de gas y condensado.

Por otro lado, la gráfica de Sills³² analiza a los yacimientos con entrada de agua:

$$F \text{ vs. } E_c.$$

Para los yacimientos de aceite bajosaturado, E_c está dada por:

$$E_c = E_o + B_{oi}E_{fw} + \frac{2(c_f + c_w)B_{oi} \sum (\Delta p W_{eD}) \left(\frac{h_{aq}}{h_R} \right)}{(1 - S_{wi})} \dots\dots\dots(6.36)$$

En esta gráfica, $m=N_{foi}$ y $b=0$. La gráfica de Sills³² se recomienda para el análisis de yacimientos de aceite bajosaturado con entrada de agua para determinar el Volumen Original de Aceite en el Yacimiento. La gráfica de Havlena y Odeh¹⁵ tiene la ventaja de determinar las constantes del acuífero.

Si el aceite libre inicial en el yacimiento, N_{foi} , se conoce de volumetría, el volumen del acuífero puede ser determinado a partir de Balance de Materia. La ec. 6.28 se puede arreglar:

$$W_e = B_w W_p + F - N_{foi}E_o - N_{foi}B_{oi}E_{fw} \dots\dots\dots(6.37)$$

VI.3.1.3 Yacimientos Volumétricos de Aceite Negro Saturado

En un yacimiento de aceite saturado, la Ecuación General de Balance de Materia se puede usar en su forma completa:

$$F = N_{foi}E_o + G_{igi}E_g + \Delta W + (N_{foi}B_{oi} + G_{igi}B_{gi})E_{fw} \dots\dots\dots(6.38)$$

La ecuación anterior aplica para cualquier yacimiento de aceite saturado donde c_f y c_w no son despreciables, incluyendo los yacimientos de aceite volátil (donde $R_v \neq 0$) y las formaciones con altas compresibilidades. En general c_f y c_w pueden ser despreciables en los yacimientos de aceite saturado debido a que la presión siempre está en o por debajo de la presión de burbujeo. Se

VI. APLICACIONES DE LA EBM GENERALIZADA

recomienda que el cálculo de E_{fw} se realice y se incluya en los cálculos y en las gráficas, involucrando la aplicación de Balance de Materia si es significativo, el cual es para formaciones muy compresibles. El casquete de gas y los aceites saturados, usualmente son mucho más compresibles que el agua y la roca, así que el término E_{fw} puede ser despreciable cuando se analicen estos yacimientos, pero siempre es más seguro incluir E_{fw} en los cálculos.

Para yacimientos de aceite volátil, la definición de B_{tg} y B_{to} es más complicada. Para yacimientos de aceite negro, estos términos están definidos como:

$$E_{fw} = \left(\frac{c_f + c_w S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right) \Delta p, \dots\dots\dots (6.39)$$

$$E_o = B_{to} - B_{oi}, \dots\dots\dots (6.40a)$$

$$E_g = B_{tg} - B_{gi}, \dots\dots\dots (6.40b)$$

$$B_{to} = B_o + B_g (R_{si} - R_s), \dots\dots\dots (6.41)$$

$$B_{tg} = B_g, \dots\dots\dots (6.42)$$

$$F = N_p (B_o - R_s B_g) + (G_p - G_i) B_g, \dots\dots\dots (6.43a)$$

$$F = N_p (B_{to} - R_{si} B_g) + (G_p - G_i) B_g. \dots\dots\dots (6.43b)$$

Si es más conveniente, la producción de gas se puede expresar en términos de la relación gas-aceite neto producido acumulado, $R_p = (G_p - G_i) / N_p$. En este caso, la definición de F, es la siguiente:

$$F = N_p [B_o + (R_p - R_s) B_g], \dots\dots\dots (6.44a)$$

$$F = N_p [B_{to} + (R_p - R_{si}) B_g]. \dots\dots\dots (6.44b)$$

Para crear las gráficas adecuadas de Balance de Materia, la ec. 6.38 se arregla:

$$\frac{F - \Delta W}{E_o + B_{oi} E_{fw}} = N_{foi} + G_{tgi} \frac{E_g + B_{gi} E_{fw}}{E_o + B_{oi} E_{fw}}, \dots\dots\dots (6.45)$$

$$\frac{F - \Delta W}{E_g + B_{gi} E_{fw}} = G_{tgi} + N_{foi} \frac{E_o + B_{oi} E_{fw}}{E_g + B_{gi} E_{fw}}. \dots\dots\dots (6.46)$$

Gráfica 1. La ecuación 6.45 conduce a la primera gráfica de Balance de Materia aplicable a todos los yacimientos de aceite saturado.

$$\frac{F - \Delta W}{E_o + B_{oi} E_{fw}} \text{ vs. } \frac{E_g + B_{gi} E_{fw}}{E_o + B_{oi} E_{fw}}.$$

**ECUACIÓN GENERAL DE BALANCE DE MATERIA Y UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL
PARA SUS CÁLCULOS**

La pendiente, m , de esta gráfica es $G_{f_{gi}}$ y la ordenada al origen, b , es $N_{f_{oi}}$. Así, con esta gráfica y determinando con precisión la entrada de agua o la inexistencia de esta, se pueden determinar los Volúmenes Originales de Aceite y de Gas.

Gráfica 2. Una versión alternativa para la gráfica 1, a partir de la ec. 6.46 es:

$$\frac{F - \Delta W}{E_g + B_{gi} E_{fw}} \text{ vs. } \frac{E_o + B_{oi} E_{fw}}{E_g + B_{gi} E_{fw}}.$$

En esta gráfica, $m=N_{f_{oi}}$ y $b=G_{f_{gi}}$.

Las versiones más simples de las gráficas 1 y 2 se construyen si ΔW es cero (no hay entrada de agua) y E_{fw} puede ser despreciable. En este caso la gráfica 1 es F/E_o vs. E_g/E_o y sigue proporcionando una $m=N_{f_{oi}}$ y $b=G_{f_{gi}}$. A pesar de que las gráficas 1 y 2 son muy poderosas y útiles para yacimientos saturados, son muy sensibles a la precisión de los datos pVT y de producción. Si los datos pVT tienen pequeñas desviaciones, las gráficas no son lineales y los Volúmenes Originales de los Fluidos resultantes de la gráfica son inexactos. Entonces, se pueden usar gráficas alternas derivadas de la primera definición de la relación de volúmenes de casquete de gas y zona de aceite del yacimiento, r ,

$$r = \frac{G_{f_{gi}} B_{gi}}{N_{f_{oi}} B_{oi}} \dots \dots \dots (6.47)$$

Con esta definición, la Ecuación de Balance de Materia se puede escribir:

$$F - \Delta W = N_{f_{oi}} E_t, \dots \dots \dots (6.48)$$

donde $E_t = E_o + r E_g \frac{B_{oi}}{B_{gi}} + B_{oi} (1+r) E_{fw} \dots \dots \dots (6.49)$

Gráfica 3. La ecuación 6.48 da como resultado la gráfica de Balance de Materia:

$$F - \Delta W \text{ vs. } E_t$$

La cual tiene como pendiente $m=N_{f_{oi}}$. Esta es una gráfica muy útil que da una estimación muy aproximada del Volumen Original de Aceite en el Yacimiento, a pesar de las inexactitudes de los datos pVT y de producción. Sin embargo, tiene una importante deficiencia: se tiene que conocer previamente el valor de r . En campo, la r frecuentemente es estimada con base en el análisis volumétrico y con la ayuda de ingenieros geólogos y petrofísicos.

VI.3.1.4 Yacimientos de Aceite Negro Saturado con entrada natural de agua

La ecuación a usar en este caso es la 6.38, escrita como sigue:

$$F + \Delta W = N_{f_{oi}} E_o + G_{f_{gi}} E_g + (N_{f_{oi}} B_{oi} + G_{f_{gi}} B_{gi}) E_{fw} + We. \dots \dots \dots (6.50)$$

La definición de los términos que intervienen en esta ecuación es la dada para cada tipo de fluido, según se trate de aceite negro o volátil.

La ec. 6.50 puede escribirse como sigue:

$$F + \Delta W = N_{f_{oi}} (E_o + B_{oi} E_{fw}) + G_{f_{gi}} (E_g + B_{gi} E_{fw}) + \alpha F^* (p, t) \dots \dots \dots (6.51)$$

VI. APLICACIONES DE LA EBM GENERALIZADA

La ec. 6.51 contiene tres incógnitas, N_{foi} , G_{fgi} y α , por lo que no es posible aplicar los métodos gráficos de análisis basados en la construcción de líneas rectas.

El análisis gráfico se puede sin embargo aplicar en el caso en que se tiene un buen estimado de la relación entre los volúmenes iniciales de gas en el casquete y de aceite en el yacimiento, r .

En este caso, la ec. 6.51 se reduce a:

$$F + \Delta W = N_{foi} E_t + \alpha F^*(p, t), \dots\dots\dots(6.52)$$

donde E_t , está dado por la ec. 6.49.

La ecuación 6.52 puede escribirse también como sigue:

$$\frac{F + \Delta W}{E_t} = N_{foi} + \alpha \frac{F^*(p, t)}{E_t} \dots\dots\dots(6.52a)$$

Esta es la ecuación de una recta, con ordenada al origen, N_{foi} y pendiente α ,

$$y = N_{foi} + \alpha x,$$

donde,

$$y = \frac{F + \Delta W}{E_t} \quad y \quad x = \frac{F^*(p, t)}{E_t}.$$

Aún cuando no existen gráficas definitivas de entrada de agua para yacimientos saturados, las gráficas 1 a 3, descritas en la sección VI.3.1.3, tienden a hacerse curvas hacia arriba si hay entrada de agua. Las tres gráficas se hacen curvas hacia abajo si la compresibilidad de la formación se subestima o se desprecia, cuando no se debe hacer.

Si el aceite o gas libre iniciales en el yacimiento, N_{foi} y G_{fgi} , se pueden obtener de volumetría, se puede determinar el volumen de la entrada de agua a partir de Balance de Materia.

La ec. 6.38 se puede arreglar:

$$W_e = B_w W_p + F - N_{foi} E_o - G_{fgi} E_g - (N_{foi} B_{oi} + G_{fgi} B_{gi}) E_{fw}, \dots\dots\dots(6.53)$$

$$\text{ó } W_e = B_w W_p + F - N_{foi} E_t \dots\dots\dots(6.54)$$

Así, el flujo del acuífero puede ser calculado de la ec. 6.53 ó 6.54.

VI.3.2 Ejemplos de aplicación

VI.3.2.1 Yacimiento Volumétrico de Aceite Negro Bajosaturado

Las siguientes tablas proporcionan datos de un yacimiento estudiado por Barry³³. Usar esos datos para analizar el yacimiento y determinar los volúmenes originales de hidrocarburos.

**ECUACIÓN GENERAL DE BALANCE DE MATERIA Y UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL
PARA SUS CÁLCULOS**

<i>Parámetros del yacimiento</i>	
T _{yac}	188 °F
P _b	3710 psia
B _{ob}	1.916 RB/STB
C _o	2.49E-05 1/psi
S _{wi}	0.282 fracc.
C _f	3.44E-06 1/psi
C _w	0.000004 1/psi
porosidad prom.	15 %
perm. prom.	11.5 Darcies
espesor prom.	76 ft.
C _t	6.36E-06 1/psi

<i>Datos pVT y de Presión-Producción</i>		
Presión (psia)	N_p (STB)	B_o (RB/STB)
4,470	0	1.8801
4,354	1,223,000	1.8855
4,252	2,464,000	1.8903
4,216	3,003,000	1.8920
4,169	3,597,000	1.8942
3,990	5,523,000	1.9027
3,806	8,012,000	1.9114

Se hacen los cálculos pertinentes para poder realizar las gráficas:

<i>Cálculos</i>					
Δp (psia)	E_{fw}	E_o (RB/STB)	F (RB)	E_t (RB)	F/E_t (STB)
0	0	0	0	0	0
116	0.000738	0.00544	2,305,978.73	0.006828	337,748,518
218	0.001387	0.01024	4,657,723.84	0.012848	362,537,985
254	0.001616	0.01193	5,681,676.00	0.014968	379,584,353
301	0.001915	0.01415	6,813,509.34	0.017750	383,852,570
480	0.003054	0.02261	10,508,501.64	0.028351	370,652,103
664	0.004224	0.03135	15,314,297.04	0.039292	389,753,594

VI. APLICACIONES DE LA EBM GENERALIZADA

De la gráfica, F vs. E_t , se obtiene la pendiente, m , que es igual a N_{foi} (Volumen Original de Aceite en el Yacimiento) y una ordenada al origen, $b=0$ (el origen).

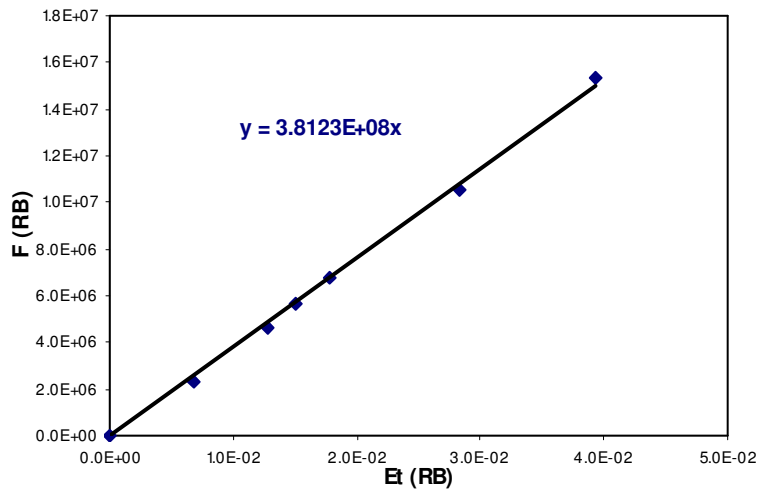


Fig. 6.9 Gráfica E_t vs. F

$N_{foi} = 381.23 \text{ MMSTB}$

Para verificar la volumetría del yacimiento se realiza una gráfica de N_p vs. F/E_t que debe dar una recta horizontal.

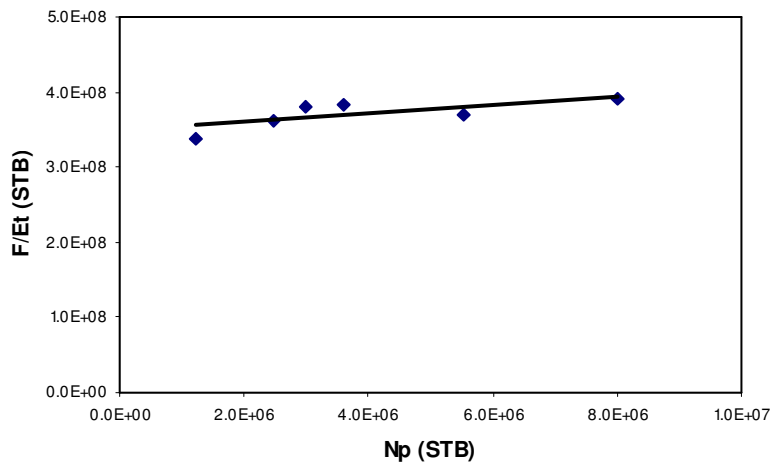


Fig. 6.10 Gráfica para la verificación del carácter volumétrico del yacimiento de Aceite Negro Bajosaturado

Existe aparentemente una ligera entrada de agua, puesto que no se obtiene en esta gráfica un valor constante en los valores del eje y .

VI.3.2.2 Yacimiento de Aceite Negro Bajosaturado con entrada natural de agua

En las siguientes tablas se presentan los parámetros del yacimiento, datos pVT y de Presión-Producción para el yacimiento Moonie, localizado en Australia y que es un yacimiento de aceite negro bajosaturado con entrada natural de agua.

**ECUACIÓN GENERAL DE BALANCE DE MATERIA Y UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL
PARA SUS CÁLCULOS**

Parámetros del yacimiento	
T_f	156 °F
S_{wi}	0.48
C_f	4.00E-06 1/psi
C_w	3.00E-06 1/psi
N	4.88E+01 MMSTB
C_t	1.05E-05 1/psi

Datos pVT y de Presión-Producción						
t (días)	P (psia)	Np (STB)	Gp (MMscf)	Wp (STB)	Bo (RB/STB)	Bw (RB/STB)
0	2,532	0	0.00	0	1.0780	1
275	2,503	1,107,012	123.99	27,400	1.0783	1
367	2,496	1,574,736	176.37	55,000	1.0783	1
457	2,485	2,157,206	241.61	109,000	1.0784	1
610	2,476	3,268,489	366.07	277,000	1.0785	1
822	2,471	5,007,092	560.79	495,450	1.0785	1
1,187	2,465	7,739,388	866.81	1,514,500	1.0786	1
4,901	2,442	18,311,694	2,050.90	39,123,000	1.0788	1
6,362	2,439	19,657,804	2,201.70	57,345,000	1.0788	1
7,853	2,430	20,657,249	2,313.60	78,372,000	1.0789	1

Se hacen los cálculos necesarios para el método de Fetkovich y Balance de Materia:

Cálculos de Balance de Materia				
Eo (RB/STB)	Et (RB/STB)	Efw	F (RB)	We (RB)
0.000000	0.000000	0.000000	0	0
0.000260	0.000588	0.000305	1,193,647	1,193,647
0.000320	0.000728	0.000378	1,698,069	1,698,069
0.000420	0.000952	0.000494	2,326,374	2,326,374
0.000500	0.001134	0.000588	3,525,066	3,525,066
0.000540	0.001230	0.000641	5,400,349	5,400,349
0.000600	0.001358	0.000704	8,347,705	8,347,705
0.000800	0.001819	0.000945	19,754,650	19,754,650
0.000830	0.001883	0.000977	21,207,430	21,207,430
0.000910	0.002065	0.001071	22,287,310	22,287,310

De los cálculos anteriores se genera el jacobiano para obtener m y b , que son W_{ei} y G_{fig} respectivamente.

Haciendo el pivoteo, se obtiene:

W_{ei} (MMRB)	N_{foi} (MMSTB)	J_w (RB/D-psi)
14,500	574	177

VI. APLICACIONES DE LA EBM GENERALIZADA

Y se obtienen las gráficas correspondientes para determinar los Volúmenes Originales de Aceite y de Agua, así como la gráfica de Carácter Volumétrico del Yacimiento, respectivamente.

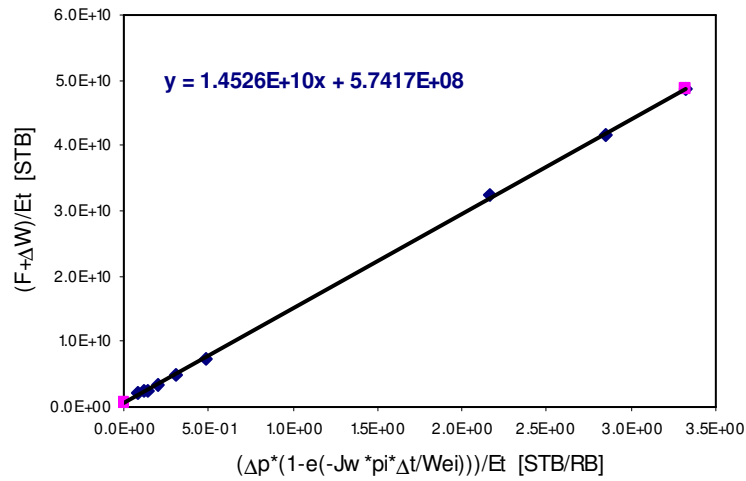


Fig. 6.11 Gráfica para la determinación de los Volúmenes Originales de Aceite y Agua

Se observa en la gráfica que la pendiente es el valor de Wei dado en RB y la ordenada al origen es el valor de N_{roi} en STB.

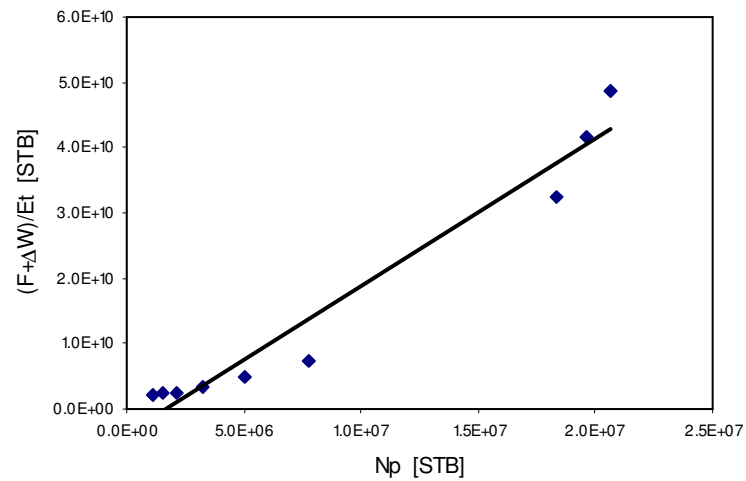


Fig. 6.12 Gráfica para la verificación del carácter volumétrico del yacimiento de Aceite Negro Bajosaturado

En la gráfica anterior se revisa que el yacimiento no es volumétrico, debido a que la línea no es horizontal.

VI.3.2.3 Yacimiento Volumétrico de Aceite Negro Saturado

En las siguientes tablas se presentan los parámetros del yacimiento, datos pVT y de Presión-Producción para un yacimiento de aceite saturado con casquete de gas inicial, pero sin entrada de agua.

**ECUACIÓN GENERAL DE BALANCE DE MATERIA Y UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL
PARA SUS CÁLCULOS**

<i>Parámetros del yacimiento</i>	
T _{yac}	180 °F
P _i	3330 psia
P _b	3330 psia
C _t	0 1/psi
R _{si}	510 scf/STB
B _{oi}	1.251 RB/STB
B _{gi}	7.75E-04 RB/scf

<i>Datos pVT y de Presión-Producción</i>					
P (psia)	Np (STB)	Gp (MMscf)	Bo (RB/STB)	Bg (RB/scf)	Rs (scf/STB)
3,330	0	0	1.251	0.000775	510
3,280	990,000	549.45	1.245	0.000797	500
3,150	3,295,000	2,553.63	1.233	0.000840	475
3,000	5,903,000	6,345.73	1.222	0.000903	448
2,850	8,852,000	10,312.58	1.211	0.000973	423
2,700	11,503,000	14,206.21	1.199	0.001045	399
2,550	14,513,000	18,358.95	1.188	0.001126	377
2,400	17,730,000	23,049.00	1.178	0.001216	353
2,000	23,000,000	38,318.00	1.154	0.001500	294
1,600	28,500,000	54,777.00	1.131	0.001905	233
1,200	34,000,000	74,800.00	1.111	0.002567	171
800	39,500,000	94,879.00	1.091	0.003891	111

Se hacen los cálculos necesarios para Balance de Materia:

<i>Cálculos</i>					
Bto (RB/STB)	Btg (RB/scf)	Efw	Eo (RB/STB)	Eg (RB/scf)	F (RB)
1.2510	0.000775	0	0	0	0
1.2530	0.000797	0	0.0020	0.000022	1,275,923.24
1.2624	0.000840	0	0.0114	0.000065	4,892,762.88
1.2780	0.000903	0	0.0270	0.000128	10,556,266.16
1.2957	0.000973	0	0.0447	0.000198	17,112,848.22
1.3150	0.001045	0	0.0640	0.000270	23,844,526.53
1.3377	0.001126	0	0.0867	0.000351	31,750,246.66
1.3690	0.001216	0	0.1180	0.000441	41,308,329.86
1.4780	0.001500	0	0.2270	0.000725	73,872,844.40
1.6587	0.001905	0	0.4077	0.001130	123,939,308.88
1.9812	0.002567	0	0.7302	0.001792	214,863,821.44
2.6435	0.003891	0	1.3925	0.003116	395,197,740.16

VI. APLICACIONES DE LA EBM GENERALIZADA

<u>Cálculos</u>	
<u>Eg/Eo</u> (STB/scf)	<u>F/Eo</u> (STB)
0	0
0.011014	649,093,573.03
0.005686	429,611,800.93
0.004751	391,022,929.59
0.004441	383,004,164.55
0.004223	372,386,686.62
0.004046	366,075,569.68
0.003742	350,182,650.48
0.003194	325,462,001.67
0.002772	303,982,742.79
0.002454	294,242,681.94
0.002238	283,812,405.59

De la siguiente gráfica, se obtiene la pendiente, m , que es $G_{f_{gi}}$ y la ordenada al origen, b , es $N_{f_{oi}}$.

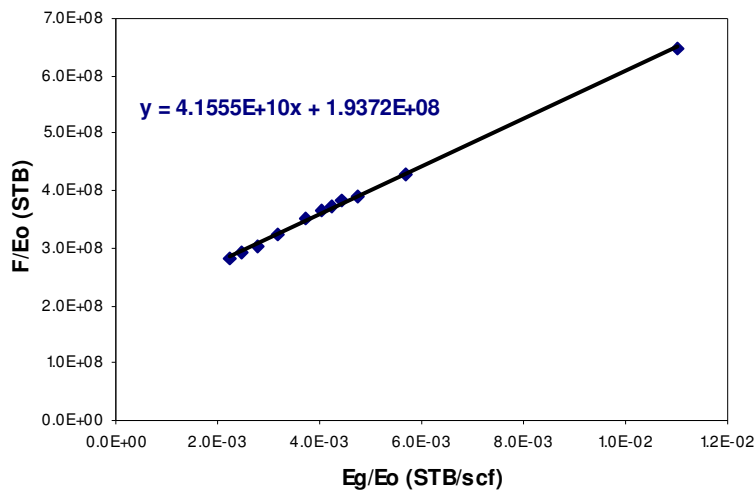


Fig. 6.13 Gráfica de Balance de Materia para un yacimiento de aceite negro con casquete de gas

De donde obtenemos los volúmenes originales de gas y aceite en el yacimiento:

$$N_{f_{oi}} = b$$

$$N_{f_{oi}} = 193.72 \text{ MMSTB}$$

$$G_{f_{gi}} = m$$

$$G_{f_{gi}} = 41,555 \text{ MMscf}$$

$$G = G_{f_{gi}} + N_{f_{oi}} R_{si}$$

$$\underline{\underline{G = 140,352.2 \text{ MMscf}}}$$

$$N = N_{f_{oi}}$$

$$\underline{\underline{N = 193.72 \text{ MMSTB}}}$$

**ECUACIÓN GENERAL DE BALANCE DE MATERIA Y UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL
PARA SUS CÁLCULOS**

VI.3.2.4 Yacimiento de Aceite Negro Saturado con entrada natural de agua

El campo Schuler es de aceite saturado y está localizado en Arkansas. A continuación se presenta la información del yacimiento y los datos pVT y de Presión-Producción para calcular los Volúmenes Originales de Hidrocarburos.

<i>Parámetros del yacimiento</i>		
S _{wi}	0.35	
C _f	0.000003	1/psi
C _w	0.000004	1/psi
Poros. prom.	0.176	fracc.
K prom.	350	mD
Área productiva	2920	acres
Espesor prom.	48	ft.
C _t	6.76923E-06	1/psi

<i>Datos pVT y de Presión-Producción</i>								
t (días)	P (psia)	Np (STB)	Gp (MMscf)	Wp (STB)	Bo (RB/STB)	Bg (RB/scf)	Bw (RB/STB)	Rs (scf/STB)
0	3,548	0	0	0	1.4500	0.000844	1	760.0
153	3,448	476,000	357	0	1.4426	0.000863	1	741.5
214	3,303	1,743,000	1,429	0	1.4319	0.000892	1	714.6
336	3,153	2,818,000	2,480	0	1.4207	0.000924	1	686.9
427	2,938	4,653,000	4,267	0	1.4048	0.000979	1	647.0
519	2,813	6,030,000	5,825	0	1.3956	0.001018	1	623.9
610	2,678	7,360,000	7,169	0	1.3856	0.001066	1	598.9
702	2,533	8,751,000	8,742	0	1.3748	0.001127	1	572.0
793	2,453	9,873,000	10,406	0	1.3689	0.001165	1	557.2
885	2,318	11,259,000	12,475	0	1.3589	0.001237	1	532.2
976	2,153	12,619,000	14,764	0	1.3467	0.001342	1	501.7
1,068	1,978	13,998,000	17,344	0	1.3337	0.001473	1	469.3
1,159	1,818	15,321,000	20,392	0	1.3219	0.001615	1	439.6
1,220	1,658	16,552,000	23,537	0	1.3100	0.001779	1	410.0
1,251	1,625	16,929,000	25,546	0	1.3076	0.001816	1	403.9
1,281	1,635	17,348,000	26,369	0	1.3083	0.001805	1	405.7
1,312	1,603	17,757,000	26,973	0	1.3059	0.001841	1	399.8
1,342	1,588	18,177,000	27,629	0	1.3048	0.001858	1	397.0
1,373	1,565	18,583,000	28,320	149	1.3031	0.001885	1	392.8
1,403	1,542	19,006,000	23,737	201	1.3014	0.001913	1	388.5
1,434	1,533	19,426,000	28,867	201	1.3007	0.001924	1	386.9
1,495	1,534	20,249,000	29,057	386	1.3008	0.001923	1	387.0
1,525	1,534	20,652,000	29,140	386	1.3008	0.001923	1	387.0
1,556	1,528	21,068,000	29,221	386	1.3004	0.001930	1	385.9
1,586	1,524	21,474,000	29,333	386	1.3001	0.001935	1	385.2
1,617	1,521	21,850,000	29,454	386	1.2999	0.001939	1	384.6
1,647	1,521	22,261,000	29,563	386	1.2999	0.001939	1	384.6
1,678	1,521	22,619,000	29,631	706	1.2999	0.001939	1	384.6
1,708	1,521	22,991,000	29,681	1,032	1.2999	0.001939	1	384.6
1,739	1,510	23,722,000	29,795	3,877	1.2990	0.001952	1	382.6
1,769	1,508	24,454,000	29,907	17,011	1.2989	0.001955	1	382.2
1,800	1,500	25,187,000	30,124	51,799	1.2983	0.001965	1	380.7

VI. APLICACIONES DE LA EBM GENERALIZADA

Se hacen los cálculos necesarios para el método de Fetkovich y Balance de Materia:

<i>Cálculos de Balance de Materia</i>					
Eo (RB/STB)	Eg (RB/scf)	Et (RB/scf)	Efw	F (RB)	We (RB)
0	0.000000	0.000000	0.000000	0	0
0.008568	0.000019	0.010783	0.000677	690,169.8	124,605.1
0.022382	0.000047	0.027888	0.001659	2,659,383.0	296,458.9
0.038257	0.000080	0.047353	0.002674	4,506,573.0	910,542.4
0.065464	0.000135	0.080252	0.004130	7,767,072.0	1,605,079.0
0.084120	0.000174	0.102622	0.004976	10,515,030.0	2,514,060.0
0.107328	0.000222	0.130265	0.005890	13,141,260.0	3,540,949.0
0.136636	0.000283	0.164912	0.006872	16,241,040.0	4,713,546.0
0.155144	0.000321	0.186655	0.007413	19,228,760.0	5,954,182.0
0.190793	0.000393	0.228286	0.008327	23,322,260.0	7,275,993.0
0.243266	0.000497	0.289060	0.009444	28,308,800.0	8,709,808.0
0.312014	0.000629	0.367953	0.010629	34,544,520.0	10,307,860.0
0.389349	0.000771	0.455910	0.011712	42,308,840.0	12,020,240.0
0.482660	0.000935	0.561267	0.012795	51,483,080.0	13,258,500.0
0.504217	0.000972	0.585497	0.013019	56,107,590.0	13,913,940.0
0.497659	0.000960	0.578122	0.012951	57,580,380.0	14,537,220.0
0.519010	0.000997	0.602110	0.013168	59,775,450.0	15,169,910.0
0.529381	0.001014	0.613738	0.013269	61,651,350.0	15,777,950.0
0.545441	0.001041	0.631754	0.013425	63,849,000.0	16,399,590.0
0.562117	0.001069	0.650419	0.013581	66,019,660.0	16,996,960.0
0.568567	0.001080	0.657657	0.013642	66,348,160.0	17,606,270.0
0.568019	0.001079	0.657022	0.013635	67,143,790.0	18,761,470.0
0.568019	0.001079	0.657022	0.013635	67,527,720.0	19,306,800.0
0.572484	0.001086	0.662014	0.013675	68,106,190.0	19,856,840.0
0.575379	0.001091	0.665263	0.013702	68,674,110.0	20,377,490.0
0.577729	0.001095	0.667878	0.013723	69,215,720.0	20,902,980.0
0.577729	0.001095	0.667878	0.013723	69,654,840.0	21,398,700.0
0.577729	0.001095	0.667878	0.013723	69,985,090.0	21,897,260.0
0.577729	0.001095	0.667878	0.013723	70,288,210.0	22,366,840.0
0.585855	0.001108	0.676982	0.013797	71,267,620.0	22,842,030.0
0.587480	0.001111	0.678787	0.013811	71,958,400.0	23,292,960.0
0.593613	0.001121	0.685638	0.013865	73,051,550.0	23,749,130.0

De los cálculos anteriores se genera el jacobiano para obtener m y b , que son W_{ei} y N_{foi} respectivamente.

Haciendo el pivoteo, se obtiene:

Wei	Nfoi	Jw
(MMRB)	(MMSTB)	(RB/D-psi)
69.6	71.7	17.42

Y se obtienen las gráficas correspondientes para determinar los Volúmenes Originales de Aceite y de Agua, así como la gráfica de Carácter Volumétrico del Yacimiento, respectivamente.

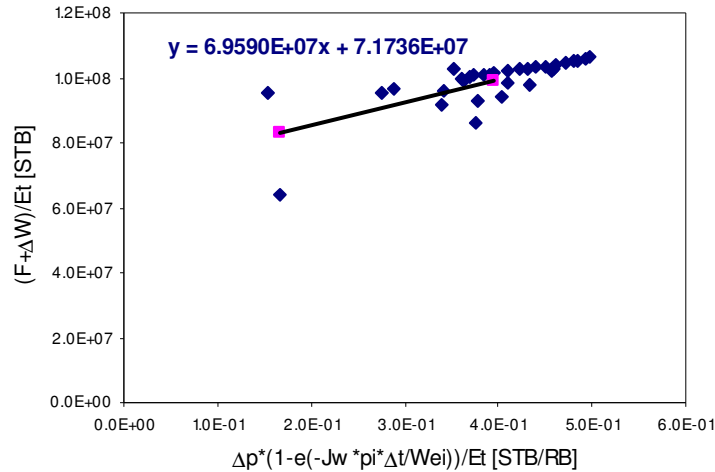


Fig. 6.14 Gráfica para la determinación de los Volúmenes Originales de Aceite y Agua

Se observa en la gráfica que la pendiente es el valor de Wei dado en RB y la ordenada al origen es el valor de N_{foi} en STB.

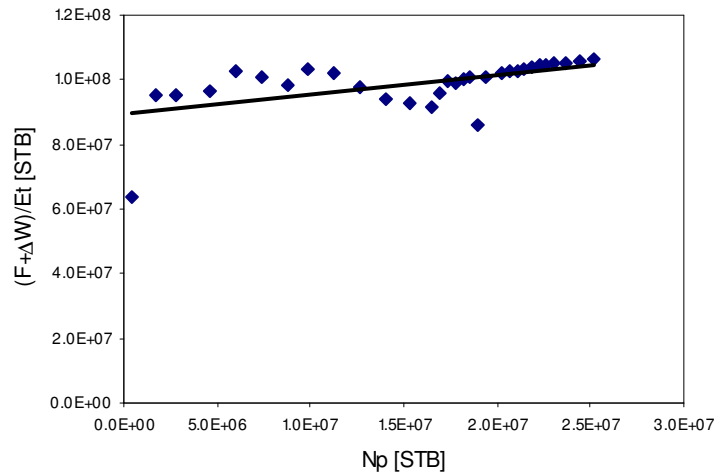


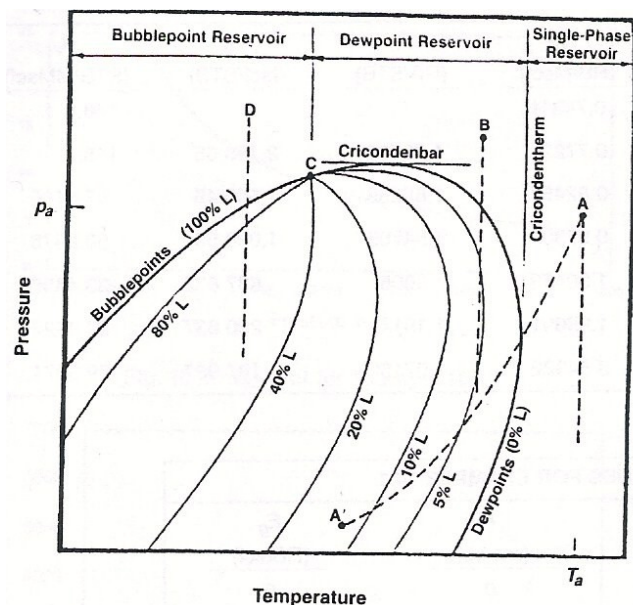
Fig. 6.15 Gráfica para la verificación del carácter volumétrico del yacimiento de Aceite Negro Saturado

En la gráfica anterior se revisa que el yacimiento no es volumétrico, debido a que la línea no es horizontal.

VI.4 Yacimientos de Gas y Condensado

Cuando un yacimiento de gas produce cantidades significantes de líquido junto con el gas, es llamado yacimiento de gas húmedo o condensación retrógrada. El siguiente diagrama de fases demuestra la diferencia entre un yacimiento de gas húmedo y de condensación retrógrada.

VI. APLICACIONES DE LA EBM GENERALIZADA



Cuando el fluido del yacimiento tiene una temperatura y presión iniciales que están justo afuera de la región de dos fases en el Punto A, pero las condiciones de separador se encuentran dentro de la región de dos fases en el Punto A', el yacimiento se llama de gas húmedo porque produce líquidos en el separador pero el fluido permanece en la fase gaseosa en el yacimiento. Los yacimientos de gas seco están más a la derecha de la región de dos fases. En un yacimiento de condensación retrógrada, la temperatura se encuentra entre la temperatura crítica y la cricondenterma y la presión está por encima de la línea del punto de rocío de las dos fases. A medida que el yacimiento produce, la temperatura se mantiene constante pero la presión decrece a través de la línea del punto de rocío en la región de dos fases y los líquidos comienzan a abandonar el yacimiento. A pesar de que algunos líquidos pueden volverse a vaporizar con el tiempo y se llega a alcanzar el final de la línea vertical del punto B, la mayoría de los líquidos regularmente son irre recuperables.

A medida que la temperatura de un gas y condensado retrógrado se acerca a la temperatura crítica, el gas y condensado comienza a enriquecerse de condensado. Un fluido que tiene una presión por encima de la del punto de rocío y una temperatura justo por encima de la crítica es abundante en gas y condensado. Si la temperatura es ligeramente menor que la crítica, el fluido del yacimiento es aceite volátil. Puede parecer difícil diferenciar entre este tipo de yacimientos, debido a que un gas y condensado tiene una presión y una temperatura ligeramente por encima de las críticas y un aceite volátil tiene una presión y una temperatura ligeramente por debajo de las críticas. Definir la diferencia entre los fluidos de estos yacimientos es muy sencillo con una prueba pVT de laboratorio de composición y volumen constante (CCE).

El fluido del yacimiento se coloca en una celda pVT a presión y temperatura del yacimiento. Se incrementa el volumen bajando la presión hasta alcanzar la presión de rocío o de burbuja. Si se continúa bajando la presión, se ocasiona que la fase comience a separarse para convertirse en dos fases. Si la nueva fase tiene menor densidad y comienza a formarse en la parte de arriba de la celda, el fluido es un aceite volátil y el gas está saliendo de él. Si la nueva fase aparece en el fondo de la celda, es un gas y condensado y el líquido se está condensando del gas. Cuando las condiciones están más cercanas al punto crítico, el gas y el líquido tienen propiedades similares, pero una fase es ligeramente más densa que la otra. La fase más densa es la líquida y la menos densa es la gaseosa.

Un yacimiento de gas húmedo puede producir volumétricamente, como un yacimiento de gas seco, pero los líquidos son un producto de valor agregado. Sin embargo, en el análisis y administración de estos yacimientos, el componente líquido se debe tomar en cuenta en la ecuación de balance

de materia. Se puede hacer calculando el vapor equivalente de los líquidos, es más preciso usar el término R_v en la ecuación. Un yacimiento retrógrado de gas y condensado se debe analizar de diferente manera, debido a que los líquidos se condensan fuera del yacimiento, lo cual reduce considerablemente la recuperación de los líquidos. Consecuentemente, las medidas se deben tomar conservando la presión por encima de la presión de rocío, previniendo la condensación de los líquidos. La manera más común de hacer esto, es reinyectando el gas seco producido después de ser separado de los líquidos, a esto se llama inyección cíclica de gas. Otros métodos que se han usado incluyen la inyección de nitrógeno, la inyección de gas (nitrógeno, dióxido de carbono y monóxido de carbono), y la inyección de agua. La inyección de gases, como el nitrógeno y el gas, tiende a contaminar el gas del yacimiento y se tiene que hacer una separación después, aún así continúa siendo económico.

VI.4.1 Cálculos de Balance de Materia para Yacimientos de Gas y Condensado

VI.4.1.1 Yacimientos Volumétricos de Gas y Condensado

En este tipo de yacimientos, inicialmente no existe aceite en fase libre, esto es:

$$G = G_{tgi}$$

$$N_{toi} = 0$$

Existe condensable en el gas y por tanto se tiene producción de aceite condensado en superficie, esto es $N_p \neq 0$.

Eventualmente, cuando la presión alcanza la de rocío, se forma condensado en el yacimiento y dicho condensado contiene gas en solución.

Con estos antecedentes podemos revisar la Ecuación General de Balance de Materia en términos de producción, que se reduce a:

$$F = N_p \left[\frac{B_o - R_s B_g}{1 - R_s R_v} \right] + (G_p - G_I) \left[\frac{B_g - R_v B_o}{1 - R_s R_v} \right], \dots\dots\dots(6.54)$$

$$E_g = B_{tg} - B_{gi}, \dots\dots\dots(6.55)$$

$$E_{fw} = c_t \Delta p, \dots\dots\dots(6.56)$$

$$B_{tg} = \frac{B_g(1 - R_s R_{vi}) + B_o(R_{vi} - R_v)}{(1 - R_v R_s)}, \dots\dots\dots(6.57)$$

$$B_{to} = \frac{B_o(1 - R_v R_{si}) + B_g(R_{si} - R_s)}{(1 - R_v R_s)}, \dots\dots\dots(6.58)$$

entonces:

$$F + (W_p - W_I)B_w = G(E_g + B_{gi}E_{fw}) + We \dots\dots\dots(6.59)$$

VI. APLICACIONES DE LA EBM GENERALIZADA

En este tipo de análisis, se requieren:

Datos del yacimiento

c_f	Compresibilidad de la formación
c_w	Compresibilidad del agua
S_{wi}	Saturación de agua irreducible

Datos de Presión-Producción

p	Presión media del yacimiento vs. tiempo
G_p	Volumen producido acumulado de gas, $L^3 @ cs$
N_p	Volumen producido acumulado de condensado, $L^3 @ cs$
G_i	Volumen inyectado acumulado de gas, $L^3 @ cs$
W_p	Volumen producido acumulado de agua, $L^3 @ cs$
W_i	Volumen inyectado acumulado de agua, $L^3 @ cs$

Datos de propiedades PVT

B_g	Factor de volumen del gas, $L^3 @ cy / L^3 @ cs$
B_o	Factor de volumen del condensado, $L^3 @ cy / L^3 @ cs$
R_s	Relación de solubilidad de gas en aceite, $L^3 gas @ cs / L^3 aceite @ cs$
R_v	Relación de vaporización de aceite en gas, $L^3 aceite @ cs / L^3 gas @ cs$

Por otro lado, el Balance de Materia para el Gas y Condensado es similar al del Gas Seco, excepto por algunos términos extras que aparecen en la definición de las variables. Debido a que no hay aceite libre inicial en el yacimiento ($N_{foi}=0$), como ya se mencionó, la ecuación de Balance de Materia se reduce a:

$$F = G_{fgi} E_g + \Delta W + G_{fwi} B_{gi} E_{fw}, \dots\dots\dots(6.60)$$

donde:

$$E_g = B_{fg} - B_{gi}, \dots\dots\dots(6.61)$$

$$E_{fw} = \left(\frac{C_f + C_w S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right) \Delta p, \dots\dots\dots(6.62)$$

$$\Delta W = W_e - B_w (W_p - W_i), \dots\dots\dots(6.63)$$

$$B_{fg} = \left[\frac{B_g (1 - R_s R_{vi}) + (R_{vi} - R_v) B_o}{1 - R_v R_s} \right], \dots\dots\dots(6.64)$$

$$B_{fo} = \left[\frac{B_o (1 - R_v R_{si}) + (R_{si} - R_s) B_g}{1 - R_v R_s} \right], \dots\dots\dots(6.65)$$

$$F = N_p \left(\frac{B_o - R_s B_g}{1 - R_v R_s} \right) + (G_p - G_i) \left(\frac{B_g - R_v B_o}{1 - R_v R_s} \right) \dots\dots\dots(6.66)$$

Debido a la inyección cíclica de gas, el término de la inyección de gas se incluye en la ec. 6.66. La inyección de agua no se aplica comúnmente, sin embargo se ha tratado con algo de éxito y probablemente se aplique en un futuro. Aún así, el término de inyección de agua, W_i , se incluye en la ec. 6.63. De estas ecuaciones observamos que las cuatro propiedades pVT (B_g , B_o , R_s y R_v) son necesarias para aplicar la ecuación de Balance de Materia por encima de la presión de rocío. Estas ecuaciones también demuestran que, mientras la presión se mantiene por encima de la de rocío, $R_v=R_{vi}=N_p/G_p$, la ec. 6.64 se reduce a $B_{tg} = B_g$ y la ec. 6.61 se reduce a $E_g = B_{tg} - B_{gi}$, y la ec. 6.66 se reduce a $F = B_g (G_p - G_i)$. Por ello, cuando un yacimiento de gas y condensado está por arriba de la presión de rocío y no se reinyecta gas, se puede analizar como un yacimiento de gas seco. Aún cuando se reinyecta gas, solo se necesita reemplazar el término G_p en el método de gas seco por G_p-G_i . Sin embargo, si la presión del yacimiento está por encima de la de rocío y todo el gas producido se reinyecta, $G_p-G_i=0$ y la ecuación 6.66 se reduce a $F=0$. Esto implica que la ecuación de Balance de Materia sea trivial cuando la presión sea mayor a la rocío, si todo el gas producido se reinyecta, porque la presión no cambia.

Por encima de la presión de rocío, B_o y R_s no están definidas porque no existe la fase líquida, así como B_g y R_v no están definidos cuando la presión es mayor a la de burbujeo en un yacimiento de aceite, porque no existe la fase gaseosa. Sin embargo, se puede demostrar teóricamente³⁴ que:

$$R_s = \frac{1}{R_{vi}}, \dots\dots\dots(6.67)$$

$$\text{y } B_o = \frac{B_g}{R_{vi}} = B_g R_s, \dots\dots\dots(6.68)$$

por encima de la presión de rocío.

Las dos primeras gráficas de Balance de Materia para Gas y Condensado son las mismas que para los yacimientos de Gas Seco y aplican solo cuando el yacimiento está por arriba de la presión de rocío.

Gráfica 1.

$$G_p B_g \text{ vs. } (B_g - B_{gi}).$$

En esta gráfica cuando la ordenada al origen, b , es cero, y la pendiente, m , es G_{tgi} , el yacimiento no tiene entrada de agua, la compresibilidad de la formación es despreciable y la presión está por arriba de la presión de rocío. Si la línea de la gráfica se hace curva hacia arriba, usualmente significa que la ΔW no es despreciable, por lo que se presenta la entrada de agua. Si la línea de la gráfica se hace curva hacia abajo, usualmente significa que la E_{tg} no es despreciable y las compresibilidades de la formación y del gas son comparables.

Gráfica 2.

$$p/z \text{ vs. } G_p.$$

En esta gráfica, $b = p_i / z_i$ en el eje y, $b=G_{tgi}$ en el eje x, y $m = z_i / (p_i G_{tgi})$. Obviamente, es más fácil determinar el volumen original de gas a partir de la intersección del eje x. Esta gráfica también

VI. APLICACIONES DE LA EBM GENERALIZADA

puede tener la ventaja que la recuperación de gas en algún valor particular de p/z se puede leer directamente de la gráfica.

Como en la gráfica 1, si la línea en la gráfica se hace curva hacia arriba, usualmente significa que ΔW no es despreciable y se presenta la entrada de agua. Si la línea de la gráfica se hace curva hacia abajo, usualmente significa que E_{fg} no es despreciable y las compresibilidades de la formación y del gas son comparables.

Gráfica 3.

Para calcular apropiadamente las compresibilidades del agua y de la formación y la producción por debajo del punto de rocío, la gráfica 1 necesita ser generalizada para incluir los términos de la compresibilidad y de la producción de condensado para obtener:

$$F \text{ vs. } E_g + B_{gi}E_{fw}.$$

Esta última gráfica, es una versión general de la gráfica 1 y aplica tanto por debajo como por arriba del punto de rocío. También es un caso particular de la gráfica de Sills³² sin acuífero asociado. Si esta gráfica es lineal, $m=G_{fgi}$ y $b=0$. A pesar de que las gráficas 1 a 3 de yacimientos con entrada natural de agua y la 3 de yacimientos volumétricos son las mismas que se recomiendan para yacimientos de gas seco, F y E_g se definen de diferente manera para los yacimientos de gas y condensado. Las gráficas 3 de yacimientos volumétricos y con entrada natural de agua son las mejores para usar, debido a que aplican a todos los yacimientos de gas y condensado por debajo y por arriba del punto de rocío. Las gráficas 1 y 2 se pueden usar solo cuando la presión permanece por arriba de la presión de rocío. Con todas estas gráficas, una vez que se determina G_{fgi} , la cantidad de volumen original de condensado es igual a $G_{fgi}R_{vi}$.

VI.4.1.2 Yacimientos de Gas y Condensado con entrada natural de agua

En este caso:

1. Existe eventualmente W_p
2. Si además suponemos que no hay inyección de agua, $W_i=0$

La ec. 6.59 se reduce a:

$$F + W_p B_w = G(E_g + B_{gi}E_{fw}) + We, \dots\dots\dots(6.69)$$

o bien,

$$\frac{F_{GC} + W_p B_w}{E_g + B_{gi}E_{fw}} = G + \frac{We}{E_g + B_{gi}E_{fw}} \dots\dots\dots(6.70)$$

Empleando las ecs. 6.17 y 6.18 en la ec. 6.70

$$\frac{F_{GC} + W_p B_w}{E_g + B_{gi}E_{fw}} = G + \alpha \frac{F^*(p,t)}{E_g + B_{gi}E_{fw}}, \dots\dots\dots(6.71)$$

donde F^* está dado como:

$$F^*(p,t) = \frac{F(p,t,\alpha)}{\alpha}, \dots\dots\dots(6.72)$$

ECUACIÓN GENERAL DE BALANCE DE MATERIA Y UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA SUS CÁLCULOS

y $F(p,t,\alpha)$ es la función que representa la entrada de agua al yacimiento, de acuerdo al modelo empleado.

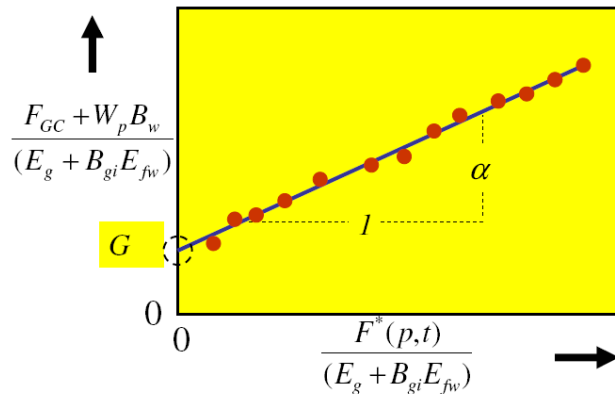
La ec. 6.70 tiene la forma de una recta:

$$y = G + \alpha x,$$

donde,

$$y = \frac{F_{GC} + W_p B_w}{E_g + B_{gi} E_{fw}} \quad y \quad x = \frac{F^*(p,t)}{E_g + B_{gi} E_{fw}}.$$

Graficando y vs. x se obtiene,



Gráfica 1.

En los yacimientos de gas y condensado con entrada de agua, la ecuación 6.60 se puede arreglar de la siguiente manera:

$$\frac{F}{E_g + B_{gi} E_{fw}} = G_{tgi} + \frac{\Delta W}{E_g + B_{gi} E_{fw}} \dots \dots \dots (6.73)$$

La ΔW incrementa no linealmente con la producción y el tiempo, por lo que se sugiere una gráfica de:

$$\frac{F}{E_g + B_{gi} E_{fw}} \text{ vs. } t \text{ (o } G_p \text{)}.$$

Si no se presenta la entrada de agua, la línea de la gráfica puede ser horizontal e igual a G_{tgi} , pero puede incrementar con el tiempo si hay entrada de agua. Esta gráfica es muy sensible ante la presencia de entrada de agua y revela su presencia si se obtuvieron los suficientes puntos de presión-producción en la vida temprana del yacimiento. Si la presión del yacimiento se mide de tres a cuatro veces en los primeros doce meses de la producción, se puede establecer la tendencia de la entrada de agua alertando al ingeniero de yacimientos para que se pueda hacer una futura planeación de la administración del yacimiento. Esta gráfica es aplicable a cualquier yacimiento de gas y gas y condensado, aún cuando el yacimiento tiene presiones altas y alta compresibilidad de la formación.

VI. APLICACIONES DE LA EBM GENERALIZADA

Gráfica 2.

Para analizar un acuífero, ya sea activo finito o infinito, Havlena y Odeh sugieren la siguiente gráfica para yacimientos de gas seco, pero es igualmente aplicable para yacimientos de gas y condensado.

$$\frac{F}{E_g} \text{ vs. } \frac{\sum(\Delta p W_{eD})}{E_g}.$$

La pendiente, m , de esta gráfica es la constante del acuífero, y la intercepción, b , es el Volumen Original de Gas, G_{tgi} .

Gráfica 3.

Esta gráfica es la técnica de Sills³² para analizar los yacimientos de entrada de agua.

$$F \text{ vs. } E_C$$

Para los yacimientos de gas y gas y condensado, E_C está dado por:

$$E_C = E_g + B_{gi} E_{fw} + \frac{2(C_f + C_w) B_{gi} \sum(\Delta p W_{eD})}{(1 - S_{wi})} \left(\frac{h_{aq}}{h_R} \right) \dots \dots \dots (6.74)$$

En esta gráfica, $m=G_{tgi}$ y $b=0$ (el origen). La gráfica de Sills³² es una de las recomendadas para analizar los yacimientos de gas y condensado con entrada de agua para determinar el Volumen Original de Gas. La gráfica de Havlena y Odeh¹⁵ tiene la ventaja de que determina la constante del acuífero.

Si el volumen original de gas libre, G_{tgi} , es conocido a partir de volumetría, el volumen del acuífero se puede determinar a través de Balance de Materia. Arreglando la ecuación correspondiente:

$$W_e = B_w W_p + F - G_{tgi} E_g - G_{tgi} B_{gi} E_{fw} \dots \dots \dots (6.75)$$

VI.4.2 Determinación de las propiedades pVT del Gas y Condensado

Para calcular las cuatro propiedades pVT (B_g , B_o , R_s y R_v), Coats³⁵ usó el análisis composicional del fluido y la ecuación de estado. Este método se usa mucho y tiene la ventaja de que requiere conocer solo la composición del fluido, incluyendo las propiedades de cualquier pseudocomponente, como el componente C_{7+} . Para el ejemplo de Coats³⁵, sin embargo, esta aproximación da como resultado valores negativos de R_s , lo cual es imposible. Por otra parte, la solución no es única debido a que los coeficientes de la interacción binaria en el modelo, usualmente se varían para obtener resultados más consistentes.

Whitson³⁶ determinó las propiedades a partir de los datos CVD, usando correlaciones del factor-K. Esta aproximación dio valores más consistentes de los que dio Coats³⁵, pero falló en uno de los dos ejemplos que estudió porque no se pudo determinar una presión de convergencia.

Walsh y Towler³⁷ mostraron cómo calcular las cuatro propiedades pVT directamente de los datos CVD. Para aplicar su método, se usan cinco parámetros de los datos experimentales CVD para cada nivel de presión: condensado producido acumulado, $N_{p,j}$; gas producido acumulado, $G_{p,j}$; fracción del volumen del condensado en la celda, $V_{o,j}$; factor de compresibilidad del gas, z_j , y el factor de compresibilidad de las dos fases, $z_{2,j}$. Usaron el siguiente procedimiento para derivar estas ecuaciones:

**ECUACIÓN GENERAL DE BALANCE DE MATERIA Y UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL
PARA SUS CÁLCULOS**

1. Cálculo del volumen total de condensado en la celda, @ cy, $V_{to,j}$:

$$V_{to,j} = V_{o,j} V_{tg,1}, \dots\dots\dots(6.76)$$

donde $V_{tg,1}$ es el volumen de la celda PVT, expresado @cy.

2. Cálculo del número total de moles en la celda, relativo al número inicial, $n_{t,j}/n_{t,1}$ (fracción):

$$\frac{n_{t,j}}{n_{t,1}} = \frac{n_{t,j-1}}{n_{t,1}} - \frac{\Delta n_{g,j-1}}{n_{t,1}}, \dots\dots\dots(6.77)$$

donde $\Delta n_{g,j-1}/n_{t,1}$ es la fracción de moles de gas removidos de la celda en j-1, correspondientes al volumen removido de gas en exceso, $\Delta V_{tg,j-1}$.

3. Cálculo de la expansión de los fluidos en la celda al reducirse la presión a p_j :

$$(V_{to,j} + V_{tg,j}) = \frac{p_1 V_{tg,1} Z_{2,j}}{p_j Z_{2,1}} \frac{n_{t,j}}{n_{t,1}}, \dots\dots\dots(6.78)$$

donde $(V_{to,j}+V_{tg,j})$ está dado @ cy.

4. Cálculo del volumen de la fase gas, @cy, en el volumen total expandido:

$$V_{tg,j} = (V_{to,j} + V_{tg,j}) - V_{to,j}, \dots\dots\dots(6.79)$$

5. Cálculo del volumen de gas en exceso:

$$\Delta V_{tg,j} = (V_{to,j} + V_{tg,j}) - V_{tg,1}, \dots\dots\dots(6.80)$$

6. Cálculo del número de moles de gas en la celda referido al número total de moles al inicio:

$$\frac{n_{g,j}}{n_{t,1}} = \frac{p_j V_{tg,j} Z_1}{p_1 V_{tg,1} Z_j}, \dots\dots\dots(6.81)$$

7. Cálculo del número de moles de gas en exceso a ser removidos en j, referido al número de moles en dicha la etapa:

$$\frac{\Delta n_{g,j}}{n_{g,j}} = \frac{\Delta V_{tg,j}}{V_{tg,j}}, \dots\dots\dots(6.82)$$

8. Cálculo del número de moles de gas en exceso a ser removidos en j, referido al número total de moles en la celda al inicio:

$$\frac{\Delta n_{g,j}}{n_{t,1}} = \left(\frac{\Delta n_{g,j}}{n_{g,j}} \right) \left(\frac{n_{g,j}}{n_{t,1}} \right), \dots\dots\dots(6.83)$$

9. Cálculo de volumen de gas producido en cada etapa, SCF:

$$\Delta G_{p,j} = G_{p,j} - G_{p,j-1}, \dots\dots\dots(6.84)$$

VI. APLICACIONES DE LA EBM GENERALIZADA

10. Cálculo de volumen de condensado producido en cada etapa, STB:

$$\Delta N_{p,j} = N_{p,j} - N_{p,j-1}, \dots\dots\dots(6.85)$$

11. Cálculo de volumen de gas en la celda en j, SCF:

$$G_j = G_{j-1} - \Delta G_{p,j-1}, \dots\dots\dots(6.86)$$

12. Cálculo de volumen de aceite en la celda en j, STB:

$$N_j = N_{j-1} - \Delta N_{p,j-1}, \dots\dots\dots(6.87)$$

13. Cálculo de volumen de gas contenido en la fase gas libre en la celda en la etapa j, SCF:

$$G_{tg,j} = \frac{V_{tg,j} \Delta G_{p,j}}{\Delta V_{tg,j}}, \dots\dots\dots(6.88)$$

14. Cálculo de volumen de condensado contenido en la fase gas libre en la celda en la etapa j, STB:

$$N_{tg,j} = \frac{V_{tg,j} \Delta N_{p,j}}{\Delta V_{tg,j}}, \dots\dots\dots(6.89)$$

15. Cálculo de volumen de gas contenido en la fase aceite libre en la celda en j, SCF:

$$G_{fo,j} = G_j - G_{tg,j}, \dots\dots\dots(6.90)$$

16. Cálculo de volumen de condensado contenido en la fase aceite libre en la celda en j, STB:

$$N_{fo,j} = N_j - N_{tg,j}, \dots\dots\dots(6.91)$$

17. Cálculo del factor de volumen del condensado, Bls@cy/STB:

$$B_{o,j} = \frac{V_{fo,j}}{N_{fo,j}}, \dots\dots\dots(6.92)$$

18. Cálculo del factor de volumen del gas, CF@cy/SCF:

$$B_{g,j} = \frac{V_{tg,j}}{G_{tg,j}}, \dots\dots\dots(6.93)$$

19. Cálculo de la relación de solubilidad del gas en el condensado, SCF/STB:

$$R_{s,j} = \frac{G_{fo,j}}{N_{fo,j}}, \dots\dots\dots(6.94)$$

**ECUACIÓN GENERAL DE BALANCE DE MATERIA Y UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL
PARA SUS CÁLCULOS**

20. Cálculo de la relación de vaporización del condensado en gas, STB/SCF:

$$R_{v,j} = \frac{N_{fg,j}}{G_{fg,j}}, \dots\dots\dots(6.95)$$

VI.4.3 Ejemplos de aplicación

VI.4.3.1 Yacimiento Volumétrico de Gas y Condensado

Se desea calcular el volumen original de gas y condensado que se tiene en un yacimiento, así como comprobar el carácter volumétrico del mismo teniendo los siguientes datos pVT:

<i>Datos pVT y de Presión-Producción</i>						
Presión (psia)	Np (STB)	Gp (MMscf)	Bg (RB/scf)	Bo (RB/STB)	Rs (scf/STB)	Rv (STB/scf)
4,500	0	0	0.000821	5.7015	6,944	0.000144
4,400	157,400	1,093	0.000831	2.0338	2,040	0.000142
4,300	371,200	2,487	0.000842	1.9717	1,900	0.000134
4,250	459,700	3,218	0.000848	1.9420	1,831	0.000130
4,200	529,500	3,892	0.000853	1.9132	1,760	0.000126
4,100	652,400	5,089	0.000861	1.8579	1,625	0.000118
4,000	793,600	6,500	0.000873	1.8059	1,512	0.000110
3,500	1,606,000	13,660	0.000951	1.5900	1,139	0.000078
3,000	2,416,000	21,750	0.001073	1.4370	879	0.000056
2,500	3,210,000	30,810	0.001266	1.3340	671	0.000040
2,000	3,997,000	40,770	0.001582	1.2650	493	0.000029
1,500	4,649,000	51,140	0.002137	1.2170	335	0.000021
1,000	5,273,000	61,700	0.003300	1.1750	193	0.000017
500	5,663,000	71,910	0.006897	1.1250	73	0.000019

Se hacen los cálculos necesarios para realizar las gráficas que ayudan a determinar los volúmenes originales y a comprobar la volumetría:

<i>Cálculos</i>					
Presión (psia)	B_{to} (RB/STB)	B_{ig} (RB/scf)	F RB	E_g RB/SCF	F/E_g (scf)
4,500	5.702	0.000821	0	0	0
4,400	5.779	0.000832	909,603.020	0.000011	81,183.965
4,300	5.880	0.000847	2,112,386.811	0.000026	82,048.197
4,250	5.935	0.000855	2,748,276.934	0.000034	81,744.534
4,200	5.985	0.000862	3,338,270.279	0.000041	81,528.836
4,100	6.084	0.000876	4,413,147.537	0.000055	80,021.178
4,000	6.203	0.000893	5,723,226.298	0.000072	79,217.051
3,500	6.857	0.000987	13,286,841.062	0.000166	79,851.166
3,000	7.769	0.001119	23,963,206.744	0.000298	80,453.862
2,500	9.150	0.001318	39,985,638.682	0.000497	80,512.356
2,000	11.381	0.001639	65,900,883.579	0.000818	80,562.005
1,500	15.268	0.002199	111,072,804.430	0.001378	80,619.817
1,000	23.392	0.003369	205,895,588.057	0.002548	80,817.985
500	48.429	0.006974	498,595,458.723	0.006153	81,030.054

De la gráfica de F vs. E_g+B_{gi}E_{fw}, se obtiene la pendiente, m, que es igual al volumen original de gas en el yacimiento, G. En este ejercicio no se dan datos de compresibilidad de la roca, del agua o de

VI. APLICACIONES DE LA EBM GENERALIZADA

la formación, pero se asume que se pueden despreciar para este tipo de yacimientos, por lo que la forma alterna de la gráfica es F vs. E_g .

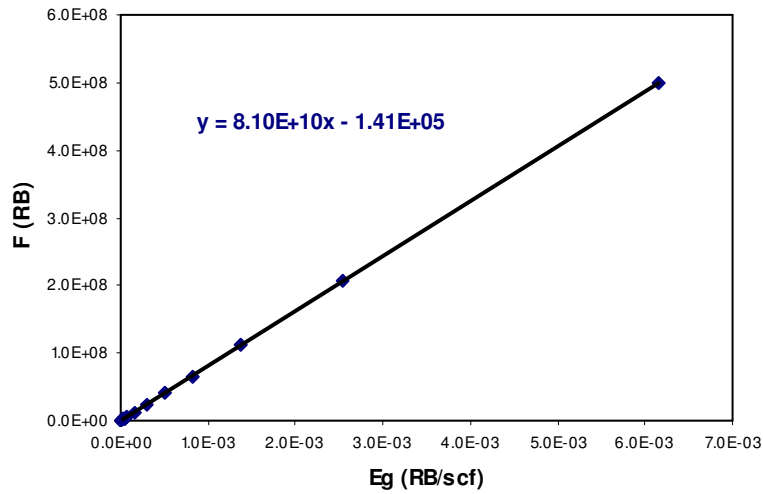


Fig. 6.16 E_g vs. F

De donde $m=G$
 $G=81000$ MMscf

Para obtener el volumen del condensado en el gas, N_{fgi} :

$$N_{fgi} = R_{vi} G$$

$$N_{fgi} = (0.000144)(8.1 E+10)$$

$$\mathbf{N_{fgi} = 11.66 E+06 STB}$$

Para verificar la volumetría del yacimiento se realiza una gráfica de G_p vs. F/E_g que debe dar una recta horizontal.

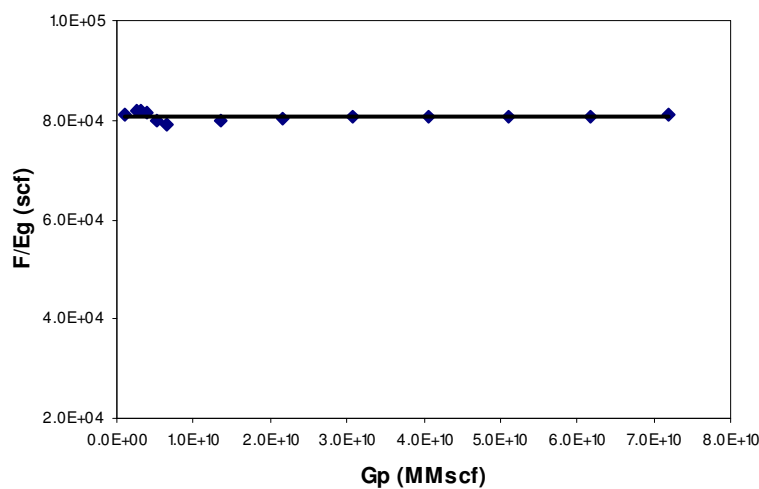


Fig. 6.17 Gráfica para la verificación del carácter volumétrico del yacimiento de Gas y Condensado

**ECUACIÓN GENERAL DE BALANCE DE MATERIA Y UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL
PARA SUS CÁLCULOS**

Para fines prácticos F/Eg se mantiene constante, por lo que el yacimiento en cuestión es efectivamente volumétrico.

VI.4.4.2 Yacimiento de Gas y Condensado con entrada natural de agua

Para el siguiente ejemplo se hizo el análisis general de entrada natural de agua, dado que no convergía a una solución se hizo la suposición de que la interacción acuífero-yacimiento es muy grande por lo que Jw también es muy grande y se utilizó el método simplificado, el cual se realiza como se describió anteriormente, pero debido a que Jw es muy grande las siguientes ecuaciones se reducen a:

$$x_j = \left(\frac{1}{E_t} \sum_{i=1}^k \frac{\bar{p}^{j-1} - p_R^{j-1/2}}{\rho_i} \right),$$

$$\Delta W_e^{j-1} = \frac{W_{ei}}{\rho_i} (\bar{p}^{j-1} - p_R^{j-1/2}).$$

A continuación se muestran los datos y los cálculos que resultaron con el Método Simplificado:

Parámetros del yacimiento	
$P_b=P_i$	4658 psia
T_f	256 °F
S_{wi}	0.21
C_w	0.000003 1/psi
C_f	0.0000035 1/psi
C_t	5.2278E-06 1/psi
G	19.1 MMscf

Datos pVT y de Presión-Producción									
t (días)	P (psia)	Np (STB)	Gp (MMscf)	Wp (STB)	Bo (RB/STB)	Bg (RB/scf)	Bw (RB/STB)	Rs (scf/STB)	Rv (STB/scf)
0	6,000	0	0	0	3.2462	0.001000	1	3,000	0.000240
218	5,650	336,000	1,360	0	3.263	0.001009	1	3,000	0.000240
415	5,370	640,000	2,650	10,000	3.2999	0.001016	1	3,000	0.000240
510	5,250	772,000	3,280	26,000	3.09	0.001019	1	2,750	0.000222
610	5,100	890,000	3,880	55,000	2.712	0.001023	1	2,240	0.000178
704	4,975	1,000,000	4,520	88,000	2.55	0.001026	1	2,020	0.000160
948	4,620	1,216,000	6,080	198,000	2.2125	0.001035	1	1,506	0.000126
1,130	4,350	1,360,000	7,240	315,000	2.075	0.001041	1	1,360	0.000107

VI. APLICACIONES DE LA EBM GENERALIZADA

Se hacen los cálculos necesarios para el método de Fetkovich y Balance de Materia:

<i>Cálculos de Balance de Materia</i>				
E_o	E_g	E_t	F	W_e
(RB/STB)	(RB/scf)	(RB/STB)	(RB)	(RB)
0.000000	0.000000	0.000000	0	0
0.016800	0.000009	0.000011	1,380,000	991,701
0.053700	0.000016	0.000019	2,700,000	2,776,763
0.057400	0.000032	0.000036	3,370,000	3,910,135
0.148000	0.000066	0.000071	4,110,000	4,675,162
0.198000	0.000082	0.000088	4,830,000	5,454,356
0.360000	0.000127	0.000134	6,650,000	6,814,403
0.402000	0.000144	0.000153	7,990,000	8,585,297

De los cálculos anteriores se genera el jacobiano para obtener m y b , que son W_{ei} y N_{foi} respectivamente.

Haciendo el pivoteo, se obtiene:

Wei	Nfoi	Jw
(MMRB)	(MMSTB)	(RB/D-psi)
34	438	B.M. Simplificado

Y se obtienen las gráficas correspondientes para determinar los Volúmenes Originales de Aceite y de Agua, así como la gráfica de Carácter Volumétrico del Yacimiento, respectivamente.

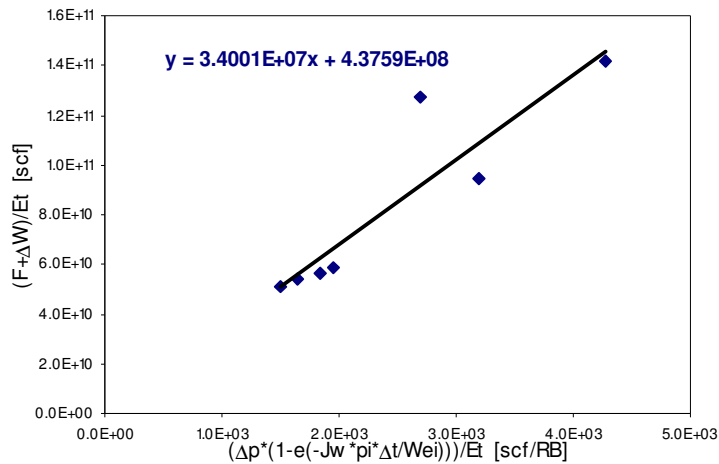


Fig. 6.18 Gráfica para la determinación de los Volúmenes Originales de Aceite y Agua

Se observa en la gráfica que la pendiente es el valor de W_{ei} dado en RB y la ordenada al origen es el valor de N_{foi} en STB.

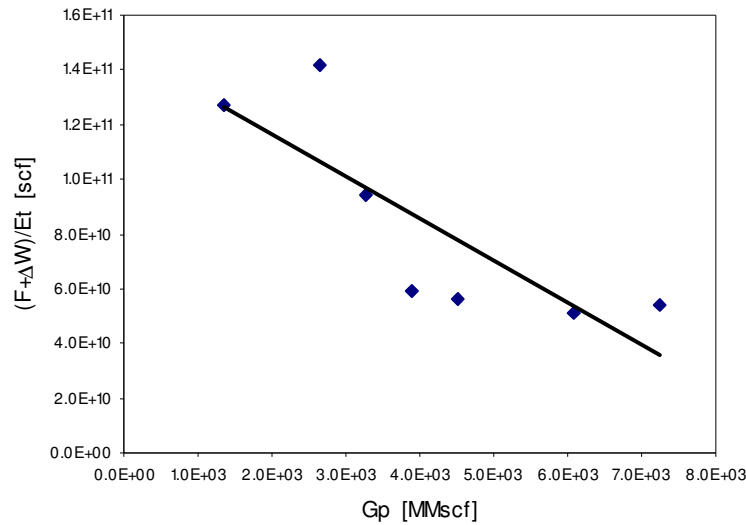


Fig. 6.19 Gráfica para la verificación del carácter volumétrico del yacimiento de Gas y Condensado

En la gráfica anterior se revisa que el yacimiento no es volumétrico, debido a que la línea no es horizontal.

VI.5 Yacimientos de Aceite Volátil

VI.5.1 Cálculos de Balance de Materia para Yacimientos de Aceite Volátil

VI.5.1.1 Yacimientos Volumétricos de Aceite Volátil Bajosaturado

Un yacimiento de aceite bajosaturado se puede describir como volátil si el gas que sale de la solución contiene cantidades significativas de líquidos volátiles. Normalmente, los aceites pueden contener más de 500 scf/STB de gas disuelto, R_{si} , y el líquido contenido en la fase gaseosa, R_{vi} , puede ser más de 20 STB/MMscf. Las propiedades del fluido requeridas para cada yacimiento son los mismos cuatro parámetros requeridos para gas y condensado: B_g , B_o , R_s y R_v . Estas propiedades se pueden determinar por los métodos mencionados en la sección VI.4.2, de los cuales, el mejor método es calcular las propiedades directamente de una prueba CVD (volumen constante) con las ecs. 6.76 a 6.95. Para un yacimiento de aceite volátil, la Ecuación de Balance de Materia y las gráficas mencionadas anteriormente son las mismas, pero la definición de los términos es un poco más complicada, dado que $R_v \neq 0$:

$$F = N_p \left(\frac{B_o - R_s B_g}{1 - R_v R_s} \right) + (G_p - G_i) \left(\frac{B_g - R_v B_o}{1 - R_v R_s} \right), \dots\dots\dots(6.96)$$

$$B_{to} = \left[\frac{B_o (1 - R_v R_{si}) + (R_{si} - R_s) B_g}{1 - R_v R_s} \right], \dots\dots\dots(6.97)$$

$$E_o = B_{to} - B_{oi}$$

VI. APLICACIONES DE LA EBM GENERALIZADA

La ecuación análoga a la ec. 6.33, la cual expresa la producción de gas en términos de la relación gas-aceite producido acumulado, es

$$F = N_p \left[\frac{B_o (1 - R_v R_p) + (R_p - R_s) B_g}{1 - R_v R_s} \right], \dots\dots\dots(6.98)$$

VI.5.1.2 Yacimientos de Aceite Volátil Bajosaturado con entrada natural de agua

El desarrollo de la EBM que se usará en este caso se obtiene a partir del planteamiento que se hizo en la sección de Yacimientos de Aceite Negro Bajosaturados con entrada natural de agua, es decir, incluyendo en la ec. 6.28 el término W_e :

$$F + (W_p - W_l) B_w = N_{foi} (E_o + B_{oi} E_{fw}) + W_e, \dots\dots\dots(6.99)$$

La definición de los términos en esta ecuación es la que se da en la subsección VI.5.1.1.

VI.5.1.3 Yacimientos Volumétricos de Aceite Volátil Saturado

Para un yacimiento de aceite volátil saturado, la Ecuación de Balance de Materia y las gráficas mencionadas anteriormente son las mismas, pero la definición de los términos es más complicada.

$$F = N_p \left(\frac{B_o - R_s B_g}{1 - R_v R_s} \right) + (G_p - G_l) \left(\frac{B_g - R_v B_o}{1 - R_v R_s} \right), \dots\dots\dots(6.100)$$

$$E_o = B_{to} - B_{oi}$$

$$E_g = B_{tg} - B_{gi}$$

$$B_{to} = \left[\frac{B_o (1 - R_v R_{si}) + (R_{si} - R_s) B_g}{1 - R_v R_s} \right] \dots\dots\dots(6.101)$$

$$B_{tg} = \left[\frac{B_g (1 - R_s R_{vi}) + (R_{vi} - R_v) B_o}{1 - R_v R_s} \right] \dots\dots\dots(6.102)$$

La ecuación análoga a la ec. 6.44, la cual expresa la producción de gas en términos de la relación gas-aceite producido acumulado, es:

$$F = N_p \left[\frac{B_o (1 - R_v R_p) + (R_p - R_s) B_g}{1 - R_v R_s} \right] \dots\dots\dots(6.103)$$

Las ecs. 6.45, 6.46 y 6.48 que se presentaron en la sección de Yacimientos Volumétricos de Aceite Negro Saturado, aplican también a yacimientos volumétricos de aceite volátil con las definiciones de los términos dadas por las ecuaciones correspondientes a cada tipo de fluido. Consecuentemente, aplican también los mismos métodos gráficos de análisis de BM comentados en dicha sección.

**ECUACIÓN GENERAL DE BALANCE DE MATERIA Y UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL
PARA SUS CÁLCULOS**

Una vez que se han calculado gráficamente los volúmenes iniciales de gas y aceite libres en el yacimiento, el cálculo de los volúmenes originales de aceite y gas se obtienen como:

$$N = N_{foi} + G_{fgi} R_{vi} \dots\dots\dots(6.104)$$

$$G = N_{foi} R_{si} + G_{fgi} \dots\dots\dots(6.105)$$

VI.5.1.4 Yacimientos de Aceite Volátil Saturado con entrada natural de agua

La ecuación a usar en este caso es la 6.38, escrita como sigue:

$$F + \Delta W = N_{foi} E_o + G_{fgi} E_g + (N_{foi} B_{oi} + G_{fgi} B_{gi}) E_{fw} + We \dots\dots\dots(6.106)$$

La definición de los términos que intervienen en esta ecuación es la dada para cada tipo de fluido, según se trate de aceite negro o volátil.

El desarrollo que se realiza es el planteado en la sección VI.3.1.4.

VI.5.2 Determinación de las propiedades pVT del Aceite Volátil

Las propiedades pVT del Aceite Volátil se determinan de la misma manera que para Gas y Condensado, es decir, directamente de los datos CVD, por medio del método planteado por Walsh y Towler³⁷, en el que se usan cinco parámetros de los datos experimentales CVD para cada nivel de presión: condensado producido acumulado, $N_{p,j}$; gas producido acumulado, $G_{p,j}$; fracción del volumen del condensado en la celda, $V_{o,j}$; factor de compresibilidad del gas, z_j , y el factor de compresibilidad de las dos fases, $z_{2,j}$. El procedimiento para derivar las ecuaciones correspondientes es el mismo que se explica en la sección VI.4.2.

VI.5.3 Ejemplos de aplicación

VI.5.3.1 Yacimiento Volumétrico de Aceite Volátil Bajosaturado

El campo Antioch es de aceite volátil, estudiado por Jacoby y Berry³⁸ y por Cordell y Eber³⁹. El campo está ubicado en el norte de Louisiana y produce a una profundidad de 10000 ft. Comenzó su producción en 1953 con 2 317 000 STB de aceite y 20 375 MMscf de gas, en enero de 1965 la presión había declinado al 90%.

<i>Parámetros del yacimiento</i>	
T_{yac}	246 °F
P_i	5070 psia
P_b	4677 psia
S_{wi}	0.283 fracc.
c_f	6.50E-06 1/psi
c_w	4.50E-06 1/psi
Porosidad prom.	13 %
Perm. prom.	174 mD
Espesor prom.	24.4 ft.
c_t	1.08E-05 1/psi

VI. APLICACIONES DE LA EBM GENERALIZADA

<u>Datos pVT y de Presión-Producción</u>						
Presión (psia)	Np (STB)	Gp (MMscf)	Bo (RB/STB)	Bg (RB/scf)	Rs (scf/STB)	Rv (STB/scf)
5,070	0	0	2.695	0.000926	2,909	0.000343
4,998	150,000	300	2.713	0.000932	2,909	0.000343
4,798	175,000	509	2.740	0.000942	2,909	0.000343
4,698	225,000	654	2.754	0.000947	2,909	0.000343
4,658	230,000	664	2.707	0.000830	2,834	0.000116
4,598	250,000	719	2.631	0.000835	2,711	0.000111
4,398	385,000	1,094	2.338	0.000853	2,247	0.000106
4,198	600,000	1,746	2.203	0.000874	2,019	0.000094
3,998	850,000	2,606	2.093	0.000901	1,828	0.000084
3,798	1,106,000	3,660	1.991	0.000933	1,651	0.000074
3,598	1,257,000	4,531	1.905	0.000970	1,500	0.000066

Se hacen los cálculos necesarios para obtener las gráficas correspondientes:

<u>Cálculos</u>					
Bto (RB/scf)	Eo (RB/STB)	Efw	Et (RB/scf)	F (RB)	F/Et (scf)
2.6950	0	0	0	0	0
2.7130	0.018000	0.000781	0.020104	318,165.39	15,826,191.71
2.7400	0.045000	0.002949	0.052947	479,426.12	9,054,762.09
2.7540	0.059000	0.004033	0.069869	619,085.86	8,860,635.40
2.7647	0.069652	0.004467	0.08169	631,972.65	7,736,253.91
2.7848	0.089782	0.005117	0.103573	689,787.95	6,659,904.93
2.8639	0.168879	0.007286	0.188513	1,081,967.26	5,739,469.49
2.9356	0.240593	0.009454	0.266071	1,761,849.62	6,621,719.21
3.0191	0.324139	0.011622	0.355461	2,680,514.49	7,540,957.03
3.1169	0.421927	0.013791	0.459093	3,843,495.14	8,371,938.83
3.2253	0.530285	0.015959	0.573294	4,873,515.39	8,500,899.72

De la gráfica, F vs. E_t , se obtiene la pendiente, m , que es igual a N_{foi} (Volumen Original de Aceite en el Yacimiento) y una ordenada al origen, $b=0$ (el origen).

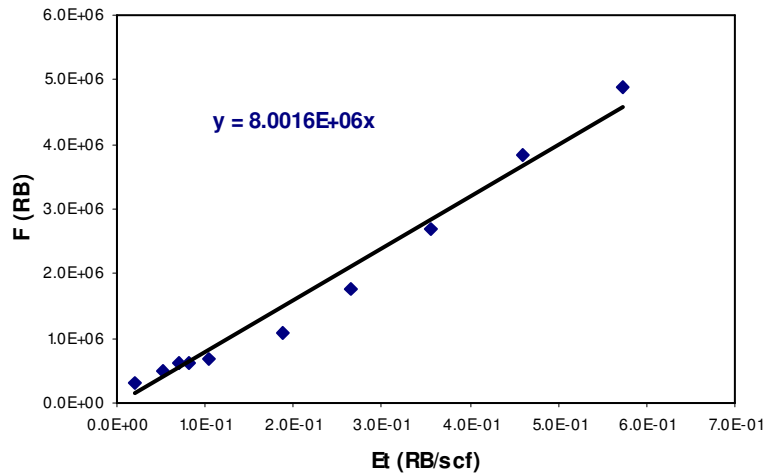


Fig. 6.20 Gráfica E_i vs. F para el yacimiento Antioch

$N_{foi} = 8.001 \text{ MMSTB}$

Para verificar la volumetría del yacimiento se realiza una gráfica de N_p vs. F/E_i que debe dar una recta horizontal.

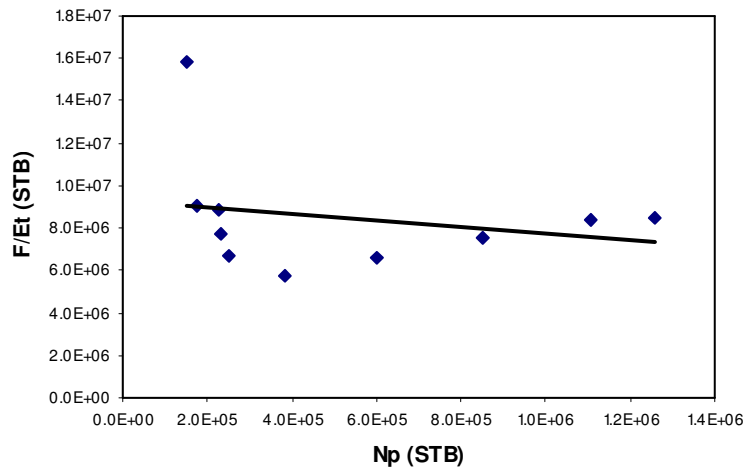


Fig. 6.21 Gráfica de diagnóstico de entrada de agua del yacimiento Antioch

La gráfica anterior es muy sensible, pero a pesar de todo, se aproxima a una línea horizontal, que indica que no existe la entrada de agua. La curvatura hacia arriba y hacia abajo de la gráfica, indudablemente es causada por los errores en los datos de presión, particularmente en los primeros. Como se muestra en la Fig. 6.20, la estimación del volumen original de aceite en el yacimiento es muy sensible en las primeras etapas de producción debido a que la declinación de la presión del yacimiento es muy pequeña.

VI.5.3.2 Yacimiento de Aceite Volátil Bajosaturado con entrada natural de agua

Las siguientes tablas proveen de datos pVT y de Producción para un Yacimiento de Aceite Volátil Bajosaturado con entada natural de agua localizado en el Mar del Norte. Dado que la

VI. APLICACIONES DE LA EBM GENERALIZADA

compresibilidad de la roca varía con la presión, se tomó una compresibilidad de la roca promedio para el ejemplo.

Parámetros del yacimiento	
S_{wi}	0.25
C_w	0.0000035 1/psi
Poros.	0.32
C_t (prom.)	0.0000094 1/psi

t (días)	P (psia)	Np (STB)	Qp (MMscf)	Vp (STB)	<u>Datos p/T y de Presión-Producción</u>							
					Bb (FBSSTB)	Bg (FBscf)	Bw (FBSSTB)	Rs (scf/STB)	Rv (STB/scf)	G (MMscf)	W (STB)	Bj (FBscf)
0	7,120	0	0	0	1.990	0.00000	1	1,550	0.000000	0	0	0.00000
2,555	6,175	220,725,000	361,270	0	2.000	0.00061	1	1,480	0.000088	315,144	0	0.00066
2,920	5,625	291,313,000	542,541	0	1.825	0.00065	1	1,160	0.000070	378,415	0	0.00070
3,285	5,075	349,453,000	754,957	0	1.675	0.00070	1	940	0.000063	428,667	0	0.00075
3,650	4,620	394,943,000	981,541	0	1.620	0.00073	1	880	0.000045	480,625	0	0.00077
4,015	4,620	431,415,000	1,192,577	0	1.555	0.00075	1	790	0.000040	516,918	0	0.00080
4,380	4,475	465,487,000	1,397,891	0	1.540	0.00076	1	750	0.000037	541,809	0	0.00082
4,745	4,310	501,812,000	1,638,623	0	1.515	0.00079	1	700	0.000033	602,536	0	0.00085

Se hacen los cálculos necesarios para el método de Fetkovich y Balance de Materia:

Cálculos de Balance de Materia					
Eo (RB/STB)	Eg (RB/scf)	Et (RB/scf)	Efw	F (RB)	We (RB)
9.54E-09	0.00E+00	9.54E-09	0.00E+00	0.00E+00	0
5.83E-02	4.83E-04	1.03E-01	2.24E-02	2.53E+08	220227700
5.67E-02	5.68E-04	1.27E-01	3.54E-02	3.83E+08	313564400
7.74E-02	6.43E-04	1.74E-01	4.85E-02	5.38E+08	449908700
1.02E-01	6.84E-04	2.20E-01	5.93E-02	7.08E+08	617562500
1.14E-01	7.10E-04	2.32E-01	5.93E-02	8.66E+08	782831400
1.28E-01	7.23E-04	2.53E-01	6.27E-02	1.03E+09	929855600
1.69E-01	7.58E-04	3.01E-01	6.66E-02	1.22E+09	1070127000

De los cálculos anteriores se genera el jacobiano para obtener m y b, que son W_{ei} y N_{foi} respectivamente.

Haciendo el pivoteo, se obtiene:

Wei (MMRB)	Nfoi (MMSTB)	Jw (RB/D-psi)
4.77E+03	4.37E+02	312

Y se obtienen las gráficas correspondientes para determinar los Volúmenes Originales de Aceite y de Agua, así como la gráfica de Carácter Volumétrico del Yacimiento, respectivamente.

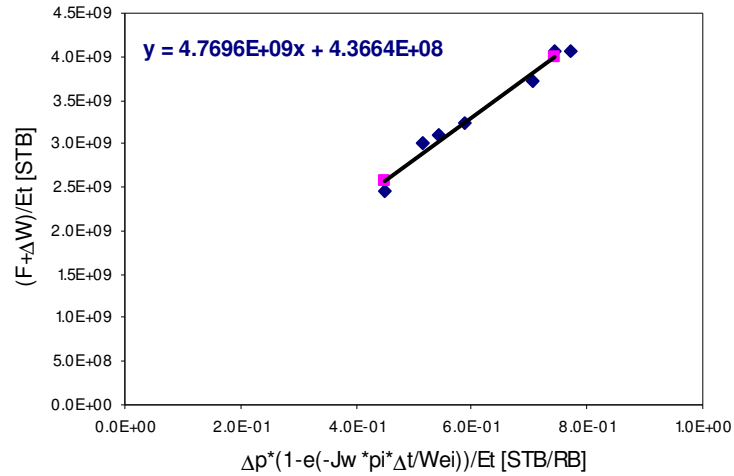


Fig. 6.22 Gráfica para la determinación de los Volúmenes Originales de Aceite y Agua

Se observa en la gráfica que la pendiente es el valor de Wei dado en RB y la ordenada al origen es el valor de N_{foi} en STB.

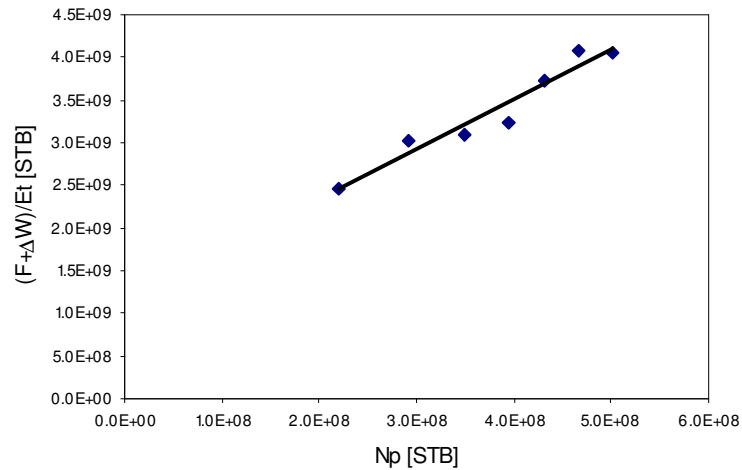


Fig. 6.23 Gráfica para la verificación del carácter volumétrico del yacimiento de Aceite Volátil Bajosaturado

En la gráfica anterior se revisa que el yacimiento no es volumétrico, debido a que la línea no es horizontal.

VI.5.3.3 Yacimiento Volumétrico de Aceite Volátil Saturado

En el siguiente ejemplo se analiza el yacimiento Prudhoe Bay, ubicado en Alaska, que es el mayor yacimiento de aceite de Estados Unidos. Se trata de un yacimiento volumétrico de aceite volátil inicialmente saturado, con un gran casquete de gas y una columna considerable de aceite a la que subyace una capa de “chapopote” que sirve de sello y evita la entrada de agua al acuífero. El yacimiento estuvo sujeto a inyección de agua y a la reinyección de 82% del gas producido.

VI. APLICACIONES DE LA EBM GENERALIZADA

A continuación se presenta el análisis del yacimiento Prudhoe Bay:

<u>Datos de Presión-Producción</u>				
P (psia)	Np (STB)	Gp-Gi (MMscf)	Wp (STB)	Wi (STB)
4,320	0	0	0	0
4,225	800,000,000	130,000	1,800,000	0
4,130	1,650,000,000	269,000	9,200,000	0
4,030	2,380,000,000	426,000	19,000,000	0
3,930	3,110,000,000	612,000	32,100,000	10,200,000
3,830	4,420,000,000	981,000	166,700,000	692,300,000
3,730	6,500,000,000	1,760,000	1,059,400,000	2,474,700,000
3,630	7,490,000,000	2,381,000	1,817,700,000	3,478,500,000
3,530	8,270,000,000	3,083,000	2,708,300,000	4,646,500,000

<u>Datos pVT</u>				
Bo (RB/STB)	Bg (RB/scf)	Bw (RB/STB)	Rs (scf/STB)	Rv (STB/scf)
1.3647	0.00083	1	710	0.000024
1.3578	0.00085	1	693.5	0.000023
1.3509	0.00086	1	677	0.000022
1.3440	0.00088	1	660	0.000021
1.3370	0.00089	1	643	0.000020
1.3301	0.00091	1	626	0.000019
1.3232	0.00093	1	609	0.000018
1.3164	0.00095	1	592.5	0.000017
1.3095	0.00097	1	576	0.000016

Se hacen los cálculos necesarios para determinar volúmenes originales de hidrocarburos:

<u>Cálculos</u>						
Bto (RB/STB)	Btg (RB/scf)	Efw	Eo (RB/STB)	Eg (RB/scf)	F (RB)	Et (RB/STB)
1.36470	0.000830	0	0	0	0	0
1.37144	0.000846	0	0.006745	0.000016	734,946,949	0.032859
1.37871	0.000861	0	0.014014	0.000031	1,514,220,169	0.066359
1.38693	0.000877	0	0.022234	0.000047	2,215,706,265	0.100803
1.39559	0.000893	0	0.030892	0.000063	2,944,491,582	0.135677
1.40531	0.000914	0	0.040605	0.000084	4,280,108,124	0.179763
1.41572	0.000934	0	0.051023	0.000104	6,586,817,222	0.224545
1.42648	0.000955	0	0.061777	0.000125	7,932,942,668	0.269655
1.43781	0.000976	0	0.073114	0.000146	9,220,349,821	0.315342

**ECUACIÓN GENERAL DE BALANCE DE MATERIA Y UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL
PARA SUS CÁLCULOS**

$(F-\Delta W)/E_o$ (STB)	E_g/E_o (STB/scf)	<u>Cálculos</u>		
		r	F-ΔW (STB)	$(F-\Delta W)/E_t$ (STB)
0	0	1.0112	0	0
109,230,918,913	0.002329		733,146,949	22,421,573,899
108,710,891,148	0.002247		1,505,020,169	22,957,168,413
100,509,130,152	0.002125		2,196,706,265	22,169,104,049
96,024,861,876	0.002040		2,922,591,582	21,863,669,211
92,463,759,055	0.002061		4,805,708,124	20,885,905,097
101,356,186,518	0.002045		8,002,117,222	23,031,069,988
101,528,095,529	0.002024		9,593,742,668	23,259,900,803
99,599,458,557	0.001993		11,158,549,821	23,092,828,493

De la siguiente gráfica se obtiene la pendiente, m, que es $G_{f_{gi}}$ y la ordenada al origen, b, es $N_{f_{oi}}$.

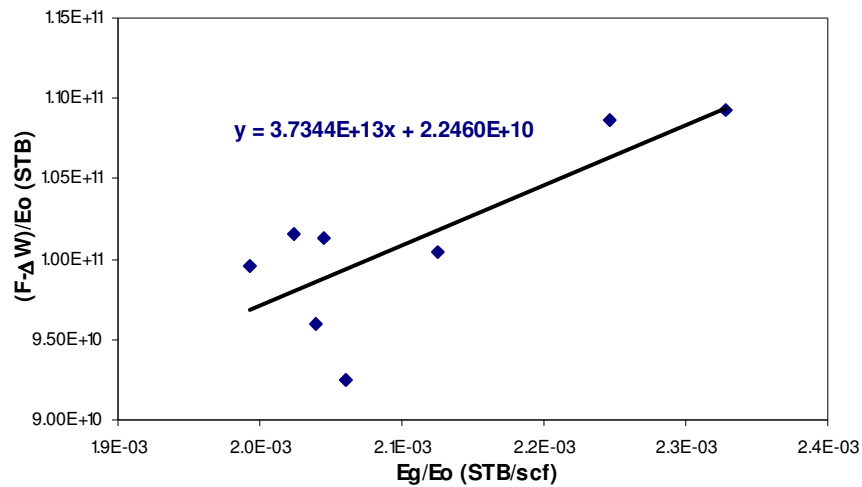


Fig. 6.24 Gráfica de Balance de Materia para un yacimiento de aceite volátil con casquete de gas

De donde obtenemos los volúmenes originales de gas y aceite en el yacimiento:

$$N_{f_{oi}}=b$$

$$N_{f_{oi}}= 22,460 \text{ MMSTB}$$

$$G_{f_{gi}}=m$$

$$G_{f_{gi}}= 37,344,000 \text{ MMscf}$$

$$G=G_{f_{gi}}+N_{f_{oi}}R_{si}$$

$$**G= 53,290,600 MMscf**$$

$$N=N_{f_{oi}}+ G_{f_{gi}}R_{vi}$$

$$**N=23,352.521 MMSTB**$$

Para verificar la volumetría del yacimiento se realiza una gráfica de N_p vs. $(F+\Delta W)/E_t$ que debe dar una recta horizontal.

VI. APLICACIONES DE LA EBM GENERALIZADA

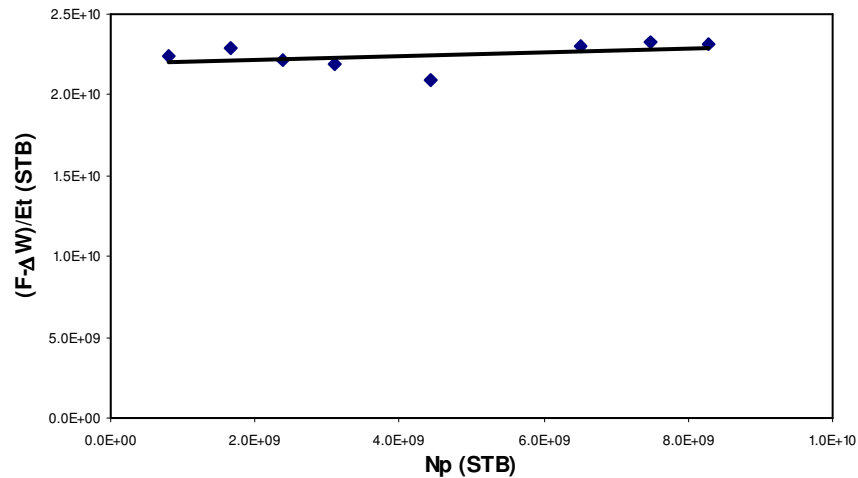


Fig. 6.25 Gráfica de diagnóstico de entrada de agua del yacimiento Prudhoe Bay

Se puede observar de la gráfica anterior que la entrada de agua se puede considerar despreciable, debido a que la línea es casi horizontal.

VI.5.4.4 Yacimiento de Aceite Volátil Saturado con entrada natural de agua

En este caso se utilizó el mismo planteamiento que para el Yacimiento de Gas y Condensado con Entrada Natural de Agua, dado que no convergía a una solución se hizo la suposición de que la interacción acuífero-yacimiento es muy grande por lo que J_w también es muy grande y se utilizó el método simplificado, entonces las siguientes ecuaciones se reducen a:

$$x_j = \left(\frac{1}{E_t} \sum_{i=1}^k \frac{\bar{p}^{j-1} - p_R^{j-\frac{1}{2}}}{\rho_i} \right)$$

$$\Delta W_e^{j-1} = \frac{W_{ei}}{\rho_i} (\bar{p}^{j-1} - p_R^{j-\frac{1}{2}})$$

A continuación se muestran los datos y los cálculos que resultaron con el Método Simplificado:

Propiedades del yacimiento	
T_f	300 °F
S_{wi}	0.18
C_w	0.000004 1/psi
C_f	0.000003 1/psi
C_t	4.54E-06 1/psi
Porosidad	0.176
Permeabilidad	350 mD

**ECUACIÓN GENERAL DE BALANCE DE MATERIA Y UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL
PARA SUS CÁLCULOS**

<i>Datos pVT y de Presión-Producción</i>									
t (días)	P (psia)	Np (STB)	Gp (MMscf)	Wp (STB)	Bo (RB/STB)	Bg (RB/scf)	Bw (RB/STB)	Rs (scf/STB)	Rv (STB/scf)
0	4,658	0	0	0	2.7073	0.000830	1	2,834	0.000116
183	4,598	3,113,685	8,596	3,617,380	2.6314	0.000835	1	2,711	0.000111
366	4,398	13,706,318	37,822	16,737,143	2.3377	0.000853	1	2,247	0.000106
549	4,198	23,963,162	68,080	33,151,627	2.2039	0.000874	1	2,019	0.000094
732	3,998	34,067,374	102,465	50,546,905	2.0931	0.000901	1	1,828	0.000084
915	3,798	43,316,849	141,662	67,936,748	1.9912	0.000933	1	1,651	0.000074
1098	3,598	49,361,060	183,382	84,816,468	1.9052	0.000970	1	1,500	0.000066
1281	3,398	57,572,640	228,769	101,146,784	1.8283	0.001015	1	1,364	0.000060
1464	3,198	63,189,483	276,677	116,922,285	1.7573	0.001066	1	1,237	0.000054
1647	2,998	68,165,274	327,107	132,107,829	1.6859	0.001125	1	1,111	0.000049
1830	2,798	72,530,537	378,683	146,714,101	1.6323	0.001196	1	1,013	0.000044
2013	2,598	76,407,380	432,896	160,786,052	1.5803	0.001281	1	918	0.000039
2196	2,398	79,765,275	486,649	174,449,308	1.5341	0.001380	1	833	0.000036
2379	2,198	82,695,802	541,091	187,574,358	1.4901	0.001498	1	752	0.000033
2562	1,998	85,229,487	596,220	200,340,396	1.4500	0.001642	1	677	0.000030
2745	1,798	87,518,961	651,120	212,695,870	1.4130	0.001819	1	608	0.000028
2928	1,598	89,625,277	707,510	224,794,712	1.3666	0.002035	1	524	0.000026
3111	1,398	91,517,909	761,607	236,508,532	1.3328	0.002315	1	461	0.000025
3294	1,198	93,227,383	814,788	247,991,335	1.3047	0.002689	1	406	0.000024
3477	998	94,814,751	867,510	259,217,442	1.2717	0.003190	1	344	0.000024
3660	798	96,371,594	919,316	270,186,852	1.2394	0.003911	1	283	0.000024
3843	598	97,928,436	972,267	280,873,892	1.2052	0.005034	1	212	0.000026

Se hacen los cálculos necesarios para el método de Fetkovich y Balance de Materia:

<i>Cálculos de Balance de Materia</i>					
Eo (RB/STB)	Eg (RB/scf)	Efw	Et (RB/STB)	F (RB)	We (RB)
0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0	0
0.019700	0.000008	0.000314	0.033400	8,310,000	2,809,229
0.096800	0.000029	0.001360	0.149000	37,600,000	14,982,550
0.167000	0.000056	0.002410	0.268000	69,000,000	33,710,740
0.248000	0.000088	0.003450	0.405000	106,000,000	52,438,940
0.343000	0.000125	0.004500	0.564000	149,000,000	71,167,130
0.448000	0.000165	0.005540	0.740000	196,000,000	89,895,320
0.570000	0.000212	0.006590	0.943000	253,000,000	108,623,500
0.712000	0.000265	0.007640	1.180000	318,000,000	127,351,700
0.878000	0.000326	0.008680	1.440000	392,000,000	146,079,900
1.070000	0.000398	0.009730	1.760000	478,000,000	164,808,100
1.300000	0.000483	0.010800	2.130000	580,000,000	183,536,300
1.560000	0.000582	0.011800	2.560000	696,000,000	202,264,500
1.880000	0.000699	0.012900	3.070000	835,000,000	220,992,700
2.260000	0.000842	0.013900	3.690000	1,000,000,000	239,720,900
2.740000	0.001020	0.015000	4.450000	1,210,000,000	258,449,000
3.340000	0.001230	0.016000	5.420000	1,460,000,000	277,177,200
4.100000	0.001510	0.017000	6.630000	1,780,000,000	295,905,400
5.110000	0.001880	0.018100	8.250000	2,210,000,000	314,633,600
6.500000	0.002380	0.019100	10.500000	2,780,000,000	333,361,800
8.500000	0.003090	0.020200	13.600000	3,610,000,000	352,090,000
11.700000	0.004220	0.021200	18.700000	4,900,000,000	370,818,200

De los cálculos anteriores se genera el jacobiano para obtener m y b, que son W_{ei} y N_{foi} respectivamente.

VI. APLICACIONES DE LA EBM GENERALIZADA

Haciendo el pivoteo, se obtiene:

Wei (MMRB)	Nfoi (MMSTB)	Gfgi (MMscf)	Jw (RB/D-psi)
436	261	425,000	B.M. Simplificado

Y se obtienen las gráficas correspondientes para determinar los Volúmenes Originales de Aceite y de Agua, así como la gráfica de Carácter Volumétrico del Yacimiento, respectivamente.

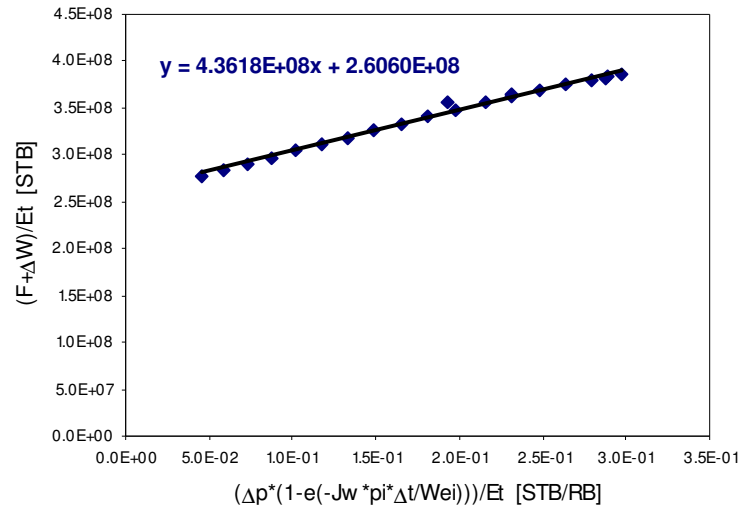


Fig. 6.26 Gráfica para la determinación de los Volúmenes Originales de Aceite y Agua

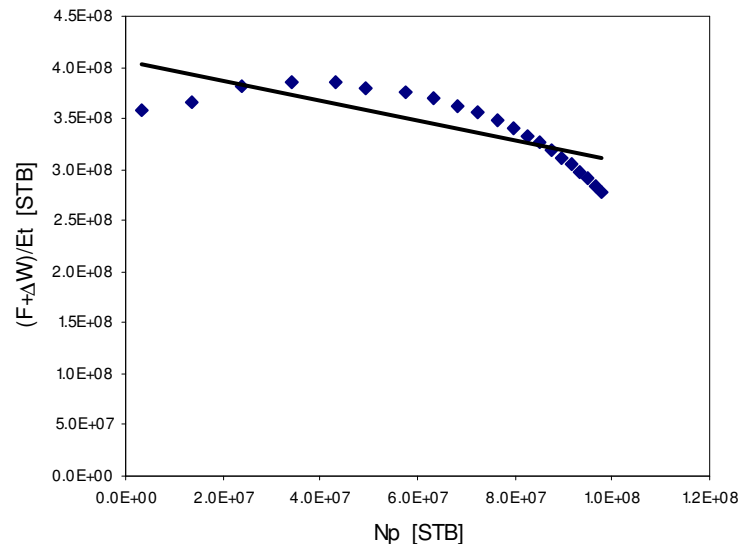


Fig. 6.27 Gráfica para la verificación del carácter volumétrico del yacimiento de Aceite Volátil Saturado

En la gráfica anterior se revisa que el yacimiento no es volumétrico, debido a que la línea no es horizontal.

VII. DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA LA APLICACIÓN DE LA EBM-GENERALIZADA

VII.1 De la herramienta en general

La herramienta computacional para la aplicación de la EBMG se creó en un entorno de programación orientado a objetos con el compilador Visual Basic 6.0 con el fin de procurar un ambiente sencillo y amigable para el usuario.

Esta herramienta se diseñó con la intención de que en tres sencillos pasos el usuario obtenga resultados, siempre y cuando se cuente con toda la información necesaria. Estos pasos son:

1. Definición del tipo de yacimiento por el tipo de fluido, incluyendo o no entrada natural de agua
2. Ingreso de los datos Presión-Producción
3. Ajuste de información

La herramienta maneja las opciones de tipo de fluido con o sin entrada natural de agua:

- a) Gas Seco
- b) Aceite Negro
- c) Gas y Condensado
- d) Aceite Volátil

Siendo estas dos últimas opciones los nuevos aportes al enfoque generalizado de la EBM.

VII.2 Del manejo de datos y resultados

Esta herramienta computacional mantiene un nexo directo con las aplicaciones de Microsoft® Office, Excel y Access para la visualización de gráficos y resultados, y para el ingreso de datos respectivamente.

Se eligieron estas dos aplicaciones debido a lo accesible de Excel para la mayoría de los usuarios y a la facilidad de manejo de base de datos de Access. A pesar de que Access puede resultar en un principio difícil de manejar, para la herramienta de Balance de Materia, aventaja a Excel ya que esta última maneja un gran número de formatos de celdas, lo que puede desencadenar severos errores.

Como se mencionó anteriormente, la entrega de resultados además de mostrarse en la pantalla de la herramienta, también podrá visualizarse en hoja de Excel, lo que permitirá al usuario, si así lo deseara, un ajuste manual de los datos ya procesados, un cambio en el formato de la hoja, así como también se le permitirá al usuario guardarlo bajo su propio criterio.

Cabe mencionar que las variables que maneja la herramienta son de tipo sencilla, que significa el uso de hasta ocho cifras después del punto decimal, lo que proporciona resultados óptimos con un mínimo error por truncamiento.

VII.3 De la información requerida

Para el correcto funcionamiento de la herramienta de cálculos de Balance de Materia, se requiere además de la información de Producción, de información pVT acorde al fluido que se esté manejando, esta puede ser B_o , B_g , R_s o R_v , por esto durante la carga de los datos de Presión-Producción, la herramienta revisa que se cuente con los datos pVT, en caso de ausencia de alguno lanza una advertencia y permite al usuario llenar la tabla correspondiente o realizar los cálculos mediante la metodología propia de la herramienta.

VII.4 De los cálculos numéricos

Los cálculos pVT están basados en dos autores: Standing y Oistein y sus ecuaciones están explicadas a detalle en las secciones III.3.1 y III.3.3, respectivamente, para la obtención de P_b , R_s , B_o . También se puede hacer uso de las correlaciones modificadas para México

Para calcular las propiedades pVT del Gas y Condensado y del Aceite Volátil, se utilizó el método de Walsh y Towler³⁷ que utiliza directamente los datos CVD. Las ecuaciones utilizadas en la herramienta están especificadas en la sección IV.4.2.

Para los cálculos de Balance de Materia, se utilizó la metodología del enfoque generalizado de la EBM para los yacimientos volumétricos. Para los yacimientos con entrada natural de agua se utilizó además, el método de Fetkovich modificado, y suponiendo que la interacción yacimiento-acuífero es muy grande, es decir, que J_w es enorme, se utilizó el Método de Fetkovich Modificado Simplificado, todo explicado a detalle en este trabajo.

VIII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Este trabajo va dirigido a los estudiantes universitarios y alumnos de la carrera de ingeniería petrolera, al diseñar una herramienta sencilla en su manejo para hacer cálculos de Balance de Materia de una forma fácil, rápida y confiable.
- Para una mejor explotación del yacimiento y una buena administración del mismo, es necesario conocer si hay acuífero asociado y cuál es la interacción que tienen ambos.
- El método de la EGBM es muy rápido, da buenos resultados y con la herramienta se vuelve muy accesible en su manejo.
- Esta metodología es novedosa debido al manejo del condensado y el aceite vaporizado que en versiones anteriores se consideraba despreciable, lo que proporciona resultados más confiables que se vuelven aún mejores al cuantificar la entrada natural de agua.
- Esta metodología es aún mejorable en cuestión de la evaluación simultánea de las variables W_{ei} , J_w y N_{foi}/G_{fgi} , sin embargo al abordar la solución simultánea nos enfrentamos al problema de los sistemas de ecuaciones mal condicionados, que de no ser adecuadamente tratados, representan un punto débil en cuanto a la confiabilidad de los resultados. Por esto en esta tesis optamos por la solución iterativa para sistemas lineales.
- A pesar de la simplicidad en el método de solución planteado en esta tesis para la EGBM, existe la necesidad de que la información sea de calidad y que haya poca dispersión en los datos, ya que la falta de esta cualidad en la información puede llegar a desencadenar resultados indeseados debido al carácter iterativo de la solución.
- Se recomienda hacer un Control de Calidad en la información antes de proceder a utilizar la herramienta.
- Para usar la herramienta se requiere de cierto criterio del usuario sobre la información que ingresará, así como en la información que la misma herramienta entrega.
- Si se conoce lo mejor posible el comportamiento de un yacimiento, se pueden prevenir errores en la explotación de este, por ejemplo, se puede determinar cuál es el mejor Método de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos.
- Este trabajo de tesis puede ser la base para la predicción del comportamiento de yacimientos, ya que una vez hecho el estudio de Balance de Materia, es posible emplear los parámetros determinados en una forma especial de la EGBM para fines de predecir, de manera global, el comportamiento futuro de un yacimiento, y en su caso la interacción con el acuífero asociado.

NOMENCLATURA

A= pendiente
b= punto de intersección
b= ordenada al origen de una recta
B= constante de correlación
B_g= factor de volumen de formación del gas al tiempo t , L³/L³, RB/scf
B_{gi}= factor de volumen de formación del gas inicial, L³/L³, RB/scf
B_o= factor de volumen de formación del aceite al tiempo t , L³/L³, RB/STB
B_{ob}= factor de volumen del aceite en el punto de burbujeo, L³/L³, RB/STB
B_{ofb}= factor de volumen del aceite en el punto de burbujeo a partir una prueba de separación flash, L³/L³, RB/STB
B_{od}= factor de volumen del aceite a partir una prueba DL, L³/L³, RB/STB
B_{odb}= factor de volumen del aceite en el punto de burbujeo a partir una prueba DL, L³/L³, RB/STB
B_{oi}= factor de volumen de formación del aceite inicial, L³/L³, RB/STB
B_{tg}= factor de volumen de formación del gas total al tiempo t , L³/L³, RB/scf
B_{to}= factor de volumen de formación del aceite total al tiempo t , L³/L³, RB/STB
B_w= factor de volumen de formación del agua, L³/L³, RB/STB
c= compresibilidad isoterma, m/Lt², psi
C= constante de correlación
c_f= compresibilidad isotérmica de la formación, Lt²/m, psi⁻¹
c_t= compresibilidad isotérmica total definida en la ec. 3.22, Lt²/m, psi⁻¹
c_w= compresibilidad isotérmica del agua, Lt²/m, psi⁻¹
D= constante de correlación
E_{fw}= factor de expansión del agua de formación, L³/L³, RB/STB
E_g= factor de expansión del gas, L³/L³, RB/scf
E_o= factor de expansión del aceite, L³/L³, RB/STB
F= factor definido por la ecuación 2.34
F= fluidos producidos del yacimiento, L³, res bbl
G= gas inicial total en el yacimiento, L³, scf
G_i= gas de inyección acumulado al tiempo t , L³, scf
G_{fg}= gas en fase libre al tiempo t , L³, scf
G_{fgi}= gas inicial en fase libre, L³, scf
G_p= producción acumulada de gas al tiempo t , L³, scf
G_{pg}= producción acumulada de gas de la fase vapor al tiempo t , L³, scf
I_{DD}= índice de empuje por agotamiento
I_{SD}= índice de empuje por segregación
I_{FD}= índice de empuje de formación
I_{WD}= índice de empuje por entrada de agua
J= función J de Leverett
k= permeabilidad promedio, L², md
k_{rg}= permeabilidad relativa del gas
k_{ro}= permeabilidad relativa del aceite
k_{rw}= permeabilidad relativa del agua
K= constante definida por la ecuación 2.24
m= pendiente de una recta
m= masa, m, lbm
M= peso molecular, m
n= número de moles, n
N= aceite inicial total en el yacimiento, L³, STB
N_{fo}= aceite en fase libre al tiempo t , L³, STB
N_{foi}= aceite inicial en fase libre, L³, STB
N_p= producción acumulada de aceite al tiempo t , L³, STB
p= presión actual del yacimiento, m/Lt², psia
p_i= presión inicial del yacimiento, m/Lt², psia

NOMENCLATURA

p_{Rn} = presión del yacimiento al tiempo n , m/Lt^2 , psia
 \bar{p}_n = presión promedio del acuífero al tiempo n , m/Lt^2 , psia
 \bar{p}_{Rn} = presión media del yacimiento en el tiempo n , m/Lt^2 , psia
 Δp = presión inicial menos la presión actual del yacimiento, m/Lt^2 , psi
 P_c = presión capilar, m/Lt^2 , psi
 r = relación del volumen de la fase vapor del yacimiento y el volumen de la fase líquida del yacimiento
 R = constante Universal el gas, $10.732 \text{ psi-ft}^3/\text{lbm-mol-}^\circ\text{R}$, mL^2/t^2T
 r_{aq} = radio del acuífero, L, ft
 r_e = distancia del radio del centro del pozo a la frontera del yacimiento, L, ft
 R_p = relación gas-aceite producido acumulado, L^3/L^3 , scf/STB
 r_R = radio del yacimiento, L, ft
 R_s = relación de solubilidad gas-aceite al tiempo t , L^3/L^3 , scf/STB
 R_{si} = relación de solubilidad gas-aceite inicial, L^3/L^3 , scf/STB
 R_{sb} = relación de solubilidad gas-aceite por encima del punto de burbujeo, L^3/L^3 , scf/STB
 R_{sd} = relación de solubilidad gas-aceite a partir de la prueba DL, L^3/L^3 , scf/STB
 R_{sdb} = relación de solubilidad gas-aceite en el punto de burbujeo a partir de la prueba DL, L^3/L^3 , scf/STB
 R_{sfb} = relación de solubilidad gas-aceite en el punto de burbujeo a partir de la prueba de separación flash, L^3/L^3 , scf/STB
 R_v = relación de de aceite volátil-gas al tiempo t , L^3/L^3 , STB /scf
 R_{vi} = relación de de aceite volátil-gas inicial, L^3/L^3 , STB /scf
 R^2 = coeficiente de correlación o regresión lineal
 S = saturación
 S_{wi} = saturación inicial de agua
 T = temperatura, T, $^\circ\text{R}$ o $^\circ\text{F}$
 T_{pc} = temperatura pseudocrítica, T, $^\circ\text{R}$ o $^\circ\text{F}$
 T_{pr} = temperatura pseudoreducida, T, $^\circ\text{R}$ o $^\circ\text{F}$
 t = tiempo, t
 V = volumen de la fase actual del yacimiento, L^3 , res bbl
 V_r = volumen relativo del experimento CCE
 V_ϕ = volumen total de poros en el yacimiento, L^3 , res bbl
 y = fracción molar de un componente
 y_{CO_2} = fracción molar del CO_2 en la mezcla del gas
 $y_{CO_2+H_2S}$ = suma de las fracciones molares de CO_2 y H_2S en la mezcla de gas
 y_{H_2S} = fracción molar del H_2S en la mezcla del gas
 W = volumen inicial de agua en el yacimiento, L^3 , res bbl
 W_e = entrada de agua del acuífero, L^3 , res bbl
 W_p = producción acumulada de agua al tiempo t , L^3 , STB
 $\Delta W = W_e - B_w W_p$
 z = factor de compresibilidad del gas

Caracteres griegos

γ = gravedad específica de un fluido
 $\gamma_{o, API}$ = gravedad del aceite, $^\circ\text{API}$
 θ = ángulo de mojabilidad
 μ = viscosidad del fluido, m/Lt , cp
 ρ = densidad del fluido, m/L^3 , lbm/ft^3
 σ = tensión interfacial, m/Lt^2 , dinas/cm²
 Φ = porosidad del yacimiento

ECUACIÓN GENERAL DE BALANCE DE MATERIA Y UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA SUS CÁLCULOS

Subíndices

a= a presión atmosférica

b= punto de burbuja

f= formación

g= gas

i= inicial

l= inyectado (a)

o= aceite

od= aceite muerto

ob= aceite a la presión de burbujeo

pc= pseudocrítica

pr= pseudoreducida

r= roca

R= yacimiento

sb= gas en solución a la presión de burbujeo

sc= condiciones estándar

w= agua

m= exponenete de Archie en la relación del factor de formación

' = primera derivada

BIBLIOGRAFÍA

1. Las Reservas de Hidrocarburos de México. *PEP*. (1 Enero 2004).
2. Schlumberger Field Data Handbook. Schlumberger, www.slb.com.
3. Guidelines for Units Symbols & Schlumberger Units Symbols. *Schlumberger Documents*. (Mayo 2002).
4. González, C. ed. 1999. *Industria Petrolera, Conceptos Básicos*, México: Biblioteca de la AIPM.
5. Irby, H. ed. 1998. *Definición de Reservas y Técnicas de Estimación*: PARES Petroleum Engineering Services Sdn. Bhd.
6. Martínez, A. *Fisicoquímica de los hidrocarburos*. Tesis de Ingeniería Petrolera, Facultad de Ingeniería, UNAM.
7. McCain, W. ed. 1990. *The properties of Petroleum*, Estados Unidos: Pennwell.
8. Méndez, J.M. *Análisis pVT composicionales y pruebas especiales requeridos para yacimientos de aceite negro en la ingeniería petrolera*. Tesis de Ingeniería Petrolera, Facultad de Ingeniería, UNAM, Septiembre, 2003.
9. Rodríguez, F. *Apuntes de clase de Comportamiento de Yacimientos*. Facultad de Ingeniería, UNAM, 2005.
10. Towler, B. 2002. *Fundamental Principles of Reservoir Engineering*. SPE, Texas.

REFERENCIAS

1. Muskat, M. ed. 1937. *The Flow of Homogeneous Fluids through Porous Media*, Nueva York: McGraw-Hill.
2. *Bull. 12, Some Physical Characteristics of Oil Sands*, 1933. Pennsylvania College.
3. Schilthuis, R.J. 1935. Technique of Securing and Examining Sub-Surface Samples of Oil and Gas. *Drill & Prod. Prac.*
4. Schilthuis, R.J. 1936. Active Oil and Reservoir Energy. *Trans.*, AIME.
5. Buckley, S.E. and Leverett, M.C. 1942. Mechanism of Fluids Displacement in Sands. *Trans.*, AIME.
6. Tarner, J. 1944. How Different Size Gas Caps and Pressure Maintenance Programs Affect Amount of Recoverable Oil. *Oil Weekly*.
7. van Everdingen, A.F. and Hurst, W. 1949. Application of the Laplace Transformation to Flow Problems in Reservoirs. *Trans.*, AIME.
8. Hurst, W. 1943. Water Influx into a Reservoir and its Application to the Equation of Volumetric Balance. *Trans.*, AIME.
9. Moore, T.V. 1955. Reservoir Engineering Begins Second 25 Years. *Oil & Gas J.*
10. Arnold, R. y Anderson, R. 1908. Preliminary Report on Coalinga Oil District. *Geological Survey*.
11. Arps, J.J. 1945. Analysis of Decline Curves. *Trans.*, AIME.
12. Arps, J.J. 1956. Estimation of Primary Oil Reserves. *Trans.*, AIME.
13. Fetkovich, M.J., Fetkovich, E.J. and Fetkovich, M.D. 1996. Useful Concepts for Decline-Curve Forecasting, Reserve Estimation and Analysis. *SPE*.
14. Fetkovich, M.J. 1980. Decline Curve Analysis Using Type Curves. *JPT*.

BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS

15. Havlena, D. and Odeh, A. 1963. The Material Balance as an Equation of a Straight Line. *JPT*.
16. Sulak, R.M. and Danielsen, J. 1989. Reservoir Aspects of Ekofisk Subsidence. *JPT*.
17. Boade, R.R., Chin, L.Y. and Siemers, W.T. 1989. Forecasting of Ekofisk Reservoir Compaction and Subsidence by Numerical Simulation. *JPT*.
18. Cook, C.C. and Jewell, S. 1996. Simulation of a North Sea Field Experiencing Significant Compaction Drive. *SPEERE*.
19. Ruddy, I. 1989. Rock Compressibility, Compaction and Subsidence in a High Porosity Chalk Reservoir: A Case Study of the Valhall Field. *JPT*.
20. Darcy, H. 1856. Les Fontaines Publiques de la Ville Dijon. *Victor Dalmont, Paris*.
21. Rose, W. 1987. *Relative Permeability*. Petroleum Engineering Handbook, SPE, Richardson, Texas.
22. Van der Knaap, W. 1959. Nonlinear Behavior of Elastic Porous Media. *Trans.*, AIME.
23. Sulak, R. and Danielsen J. 1989. Reservoir Aspects of Ekofisk Subsidence. *JPT*.
24. Boade, R., Chin, L. and Siemers W. 1989. Forecasting of Ekofisk Reservoir Compaction and Subsidence by Reservoir Simulation. *JPT*.
25. Cook, C. and Jewell, S. 1996. Simulation of a North Sea Field Experiencing Significant Compaction Drive. *SPEERE*.
26. Harville, D. and Hawkins, M. 1969. Rock Compressibility and Failure as Reservoir Mechanisms in Geopressured Gas Reservoirs. *JPT*.
27. Ramagost, B. and Farshad, F. 1981. p/z Abnormally Pressured Gas Reservoirs. SPE-10125.
28. Newman, G. 1973. Pore Volume Compressibility of Consolidated, Friable and Unconsolidated Reservoir Rocks under Hydrostatic Loading. *JPT*.
29. Geertsma, J. 1957. The Effect of Fluid Pressure Decline on Volumetric Changes of Porous Rocks. *JPT*.
30. Lee A., González M. and Eakin B. 1966. The Viscosity of Natural Gases. *JPT*.
31. Chierici, G. 1974. Two Phase Vertical Flow in Oil Wells Prediction of Pressure Drop. *JPT*.
32. Sills, S. 1996. Improved Material Balance Regression Analysis for Waterdrive Oil and Gas Reservoirs. *SPEERE*.
33. Barry, R. 1963. A Material Balance Technique for Undersaturated Partially Waterdriven Reservoirs. *JPT*.
34. Walsh, M., Ansah, J. and Raghavan, R. 1994. The New Generalized Material Balance as an Equation of a Straight Line: Part 1- Applications to Undersaturated, Volumetric Reservoirs. SPE- 27684.
35. Coats, K. 1985. Simulation of Gas Condensate Reservoir Performance. *JPT*.
36. Whitson, C. 1981. Evaluating Constant Volume Depletion Data. SPE- 10067
37. Walsh, M. and Towler, B. 1995. Method Computes PVT Properties for Gas Condensates. *Oil & Gas J.*
38. Jacoby, R. and Berry, V. 1957. A Method for Predicting Depletion Performance of a Reservoir Producing Volatile Crude Oil. *Trans.*, AIME.
39. Cordell, J. and Ebert, C. 1965. A Case History - Comparison of Predicted and Actual Performance of a Reservoir Producing Volatile Crude Oil. *JPT*.
40. Santamaría, N., Hernández, M. y Nolasco, J. 1988. Nuevas correlaciones para determinar algunas propiedades físicas de los hidrocarburos producidos de los campos petroleros del área Cretácica Chiapas-Tabasco. *Revista Ingeniería Petrolera*.
41. Santamaría, N. y Hernández, M. 1987. Evaluación y desarrollo de correlaciones para determinar algunas propiedades pVT de los hidrocarburos producidos en el área marina de Campeche. *Revista Ingeniería Petrolera*.

APÉNDICE A: FACTORES DE CONVERSIÓN

Multiplicar	por	Para Obtener
acre	43560	pies cuadrados
acre	4046.846	metros cuadrados
acre	0.4046846	hectáreas
acre-pie	7758	barriles
acre-pie	1233.489	metros cúbicos
atmósfera	33.94	pies de agua
atmósfera	29.92	pulgadas de mercurio
atmósfera	760	milímetros de mercurio
atmósfera	14.7	libras por pulgada cuadrada
barril	5.6146	pies cúbicos
barril	0.1589873	metros cúbicos
barril	42	galones
barril	158.9873	litros
barril por hora	0.0936	pies cúbicos por hora
barril por hora	0.7	galones por minuto
barril por hora	2.695	pulgadas cuadradas por segundo
barril por día	0.02917	galones por minuto
BTU	1055.056	joules
BTU	0.2928	horas watt
BTU por minuto	0.02356	caballos de fuerza
centímetros	0.0328084	pies
centímetros	0.393701	pulgadas
centímetros de mercurio	0.1934	libras por pulgada cuadrada
centímetro cúbico	0.061024	pulgadas cúbicas
centímetro cuadrado	0.155	pulgadas cuadradas
galón (US)	0.02381	barriles
galón (US)	3785412	centímetros cúbicos
galón (US)	0.1337	pies cúbicos
galón (US)	231	pulgadas cúbicas
galón (US)	3.785412	litros
galón (UK)	4.546092	litros
galón (US)	0.8327	galones (UK)
galón (US) por minuto	1.429	barriles por hora
galón (US) por minuto	0.1337	pies cúbicos por minuto
galón (US) por minuto	0.002228	pies cúbicos por segundo
galón (US) por minuto	34.286	barriles por día
gramo	0.001	kilogramos
gramo	1000	miligramos
gramo	0.03527	onzas
gramo	0.002205	libras
hectáreas	2.47106	acres
hectáreas	0.01	kilometros cuadrados
kilogramo	1000	gramos
kilogramo	2.20462	libras
kilogramo por centímetro cuadrado	14.223	libras por pulgada cuadrada
kilometro	3280.84	pies
kilometro	0.6214	millas
kilometro cuadrado	0.3861	millas cuadradas
libra (masa)	453.5924	gramos

APÉNDICE A: FACTORES DE CONVERSIÓN

Multiplicar	por	Para Obtener
libra (masa) por galón	0.1198264	gramos por centímetro cúbico
libra por galón (US)	0.052	lbm/pg2/pie
libra por pulgada cuadrada	2.0353	pulgada de mercurio
libra por pulgada cuadrada	51.697	milímetros de mercurio
libra por pulgada cuadrada	6.894757	kilopascales
litro	1000	centímetros cúbicos
litro	61.02	pulgadas cúbicas
litro	0.2642	galones
litro	1.0567	cuartos
metro	100	centímetros cúbicos
metro	3.281	pies
metro	39.3701	pulgadas
metro	1.094	yardas
metro cuadrado	10.76391	pies cuadrados
metro cuadrado	1.19588541	yardas cuadradas
metro cúbico	6.289811	barriles
metro cúbico	35.31466	pies cúbicos
metro cúbico	1.30795	yardas cúbicas
milla cuadrada	640	acres
milla cuadrada	2.59	kilometros cuadrados
milla cuadrada	0.8361	metros cuadrados
pie	30.48	centímetros
pie	0.3048	metros
pie cuadrado	929.0304	centímetros cuadrado
pie cuadrado	0.09290304	metros cuadrados
pie cúbico	0.1781	barriles
pie cúbico	7.4805	galones
pie cúbico	28.32	litros
pie cúbico	1728	pulgadas cúbicas
pie cúbico	0.02831685	metros cúbicos
pie cúbico	0.03704	yardas cúbicas
pie cúbico por minuto	10.686	barriles por hora
pie cúbico por minuto	28.8	pulgadas cúbicas por segundo
pie cúbico por minuto	7.481	galones por minuto
pulgada	2.54	centímetros
pulgada	0.08333	pies
pulgada cuadrada	6.4516	centímetros cuadrados
pulgada cúbica	16.38706	centímetros cúbicos
pulgada cúbica	0.00058	pies cúbicos
pulgada cúbica	0.00433	galones
pulgada cúbica	0.01638706	litros
pulgada de mercurio	1.134	pies de agua
pulgada de mercurio	0.4912	libras por pulgada cuadrada
quintal	101.467	libras
yarda	0.91444	metros
yarda cúbica	4.8089	barriles
yarda cúbica	27	pies cúbicos
yarda cúbica	46656	pulgadas cúbicas
yarda cúbica	0.7645549	metros cúbicos

APÉNDICE B: MANUAL DEL USUARIO

El manual del usuario se encuentra en video y se incluye en el CD anexo