

01124
7



**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERIA

**DIVISIÓN DE INGENIERIA EN
CIENCIAS DE LA TIERRA**

**PROGRAMA DE CÓMPUTO PARA LA
PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO
PRIMARIO DE YACIMIENTOS DE ACEITE**

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL GRADO DE :

INGENIERA PETROLERA

P R E S E N T A

NOMBRE: DELLIANY CASTRO ESPINOSA

DIRECTOR: ING. SANTIAGO RIVAS GÓMEZ



Cd. Universitaria, México, D.F.
Abril del 2003

Q



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA I
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-307

SRITA. DELLIANY CASTRO ESPINOSA
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Santiago Rivas Gómez y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

PROGRAMA DE CÓMPUTO PARA LA PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO PRIMARIO DE YACIMIENTOS DE ACEITE

- RESUMEN
- INTRODUCCIÓN
- I ANTECEDENTES
- II ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIA
- III ECUACIONES FUNDAMENTALES PARA LA PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS DE ACEITE
- IV PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS CON EMPUJE POR GAS DISUELTO LIBERADO POR EL MÉTODO DE J. TARNER
- V EVALUACIÓN DE LA ENTRADA DE AGUA A YACIMIENTOS DE ACEITE
- VI PROGRAMA DE CÓMPUTO
- LISTA DE FIGURAS
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- NOMENCLATURA
- REFERENCIAS

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"
Cd. Universitaria, D. F., a 29 de abril de 2003
EL DIRECTOR

M. en C. GERARDO FERRANDO BRAVO
GFB*JAGC*ptg

Autorizo a la Dirección General de Bibliotecas de la UNAM a difundir en formato electrónico e impreso el contenido de mi trabajo recepcional.

NOMBRE: Delliany Castro Espinosa

FECHA: 9 mayo 2003

FIRMA: [Firma]

b

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**PROGRAMA DE CÓMPUTO PARA LA
PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO
PRIMARIO DE YACIMIENTOS DE ACEITE**

Presentada por: Delliany Castro Espinosa

9655431-5

Dirigida por: Ing. Santiago Rivas Gómez

Jurado:

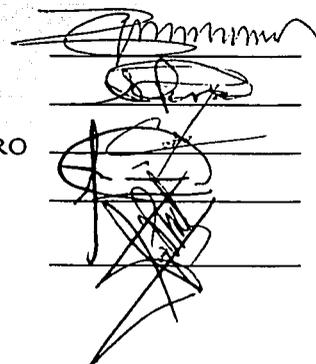
Presidente: ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS

Vocal: ING. SANTIAGO RIVAS GÓMEZ

Secretario: ING. CLAUDIA MARGARITA CASTRO ROMERO

1er. Suplente: M.I. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO

2do. Suplente: M.I. JOSÉ MARTÍNEZ PÉREZ



Handwritten signatures of the jury members over horizontal lines.

Ciudad Universitaria, México, D.F.
Abril del 2003

C

AGRADECIMIENTOS

A Dios por darme la vida y un entorno favorable para ser lo que soy.

A mi madre Lilia A. Espinosa por ser la mejor mamá del mundo, por creer en mí y respetar mis decisiones, por enseñarme a ser libre y por darme todo.

A mi padre José Luis Castro por permitirme aprender de ti y por darme una gran familia, mi familia, los "Castro González".

A mis abuelos, Mami mia (Delia González), Chelo Viveros, Lucio Castro y Fermin Luna por quererme y consentirme tanto.

A mi familia porque cada uno de ellos ha contribuido en gran medida en mi formación como ser humano. A mi madrina Leticia Castro por representar un modelo en algunos aspectos de la vida, a mi tío Cesar Castro por ser tan consecuente, a mis tíos Orlando, Noe, Antonio y Luciano y a mi prima Letty Herrera por la complicidad mutua.

A Javier Pineda García por ser incondicional y tolerante conmigo, por tu gran ayuda en el ámbito académico, por los excelentes y no tan buenos momentos compartidos, porque de ellos aprendimos mucho, y porque si algo fue valioso en mi vida universitaria, lo fue el hecho de conocerte.

A mis amigos por la fortuna y el placer de compartir innumerables experiencias con Yazmin García, Denidey Nava, Blanca Arroyo, Miguel A. González, Hegel Rey, Miguel A. Maruri, Edgar Meza e Ivan Arango.

A mi alma mater la Universidad Nacional Autónoma de México por el honor de pertenecer a la máxima casa de estudios de nuestro país y en particular a la Facultad de Ingeniería.

A mi asesor de Tesis, Ing. Santiago Rivas por su paciencia y ayuda en el desarrollo de este trabajo.

d

CONTENIDO

	Página
Resumen	iv
Introducción.	v
1. Antecedentes.	
1.1	
Clasificación de los Yacimientos.	
1.1.1 Yacimientos de aceite bajosaturado.	1
1.1.2 Yacimientos de gas y condensado.	2
1.1.3 Yacimientos de gas	2
1.1.4 Yacimientos de aceite saturado	2
1.2	
Mecanismos de desplazamiento.	
1.2.1 Expansión de la roca y los líquidos.	3
1.2.2 Empuje por gas disuelto liberado.	3
1.2.3 Empuje por casquete de gas	4
1.2.4 Empuje por agua.	5
1.2.5 Desplazamiento por segregación gravitacional	7
1.2.6 Combinación de empujes.	7
1.3	
Definición de Propiedades.	
1.3.1 Compresibilidad	8
1.3.2 Factor de volumen	11
1.3.3 Viscosidad	14
1.3.4 Factor de compresibilidad.	16
1.3.5 Permeabilidad	18
1.3.6 Relación de solubilidad.	20
2. Ecuación de Balance de Materia.	
2.1	
Ecuación General de Balance de Materia.	
2.1.1 Consideraciones.	22
2.1.2 Términos usados en la ecuación.	24
2.1.3 Desarrollo de la Ecuación General de Balance de Materia.	24
2.2	
Desarrollo de la Ecuación de Balance de Materia para Yacimientos de Aceite Bajosaturado.	26

**PAGINACIÓN
DISCONTINUA**

3. Ecuaciones Fundamentales para la Predicción del Comportamiento de Yacimientos de Aceite.	
3.1 Ecuación de la Relación Gas Aceite.	29
3.2 Ecuación de Saturación de Aceite en yacimientos con empuje por gas disuelto.	30
3.3 Ecuación de Recuperación de Aceite.	31
3.4 Relación de Permeabilidades Relativas al Gas y al Aceite.	31
3.4.1 Ecuación de Torcaso y Wyllie para obtener Kg/Ko a partir de S_L .	32
3.4.2 Obtención de la curva media de Kg/Ko a partir de datos de producción.	33
3.5 Ecuación General de la Saturación de Aceite.	34
4. Predicción del Comportamiento de Yacimientos con empuje por gas disuelto liberado por el Método de J. Tarner.	
4.1 Consideraciones.	39
4.2 Datos requeridos.	39
4.3 Ecuaciones.	39
4.4 Procedimiento de cálculo.	40
5. Evaluación de la Entrada de Agua a Yacimientos de Aceite	
5.1 Clasificación de Acuíferos.	42
5.2 Determinación de la entrada de agua acumulativa de agua al yacimiento.	44
5.3 Principio de superposición	45
5.3.1 Aplicación del principio de superposición	46
5.4 Evaluación del empuje hidráulico de un yacimiento de aceite y determinación de la ecuación que lo representa.	
5.4.1 Ecuación de Schilthuis (Régimen permanente)	48
5.4.2 Ecuación Simplificada de Hurst (Régimen permanente)	48
5.4.3 Ecuación de L.T. Stanley (Régimen Transitorio)	50

5.5	Predicción del comportamiento de yacimientos de aceite con entrada de agua y casquete de gas.	51
6.	Programa de Cómputo	
6.1	Introducción	55
6.2	Visual Basic	55
6.3	Descripción del programa (PCYacDell)	57
6.3.1	Presentación del programa	57
6.3.2	Barra de menú	60
6.3.3	Datos Básicos	63
6.3.4	Cálculo de propiedades de los fluidos (PVT)	64
6.3.5	Cálculo de la relación de Permeabilidades Relativas	66
6.3.6	Predicción de Yacimientos	68
6.4	Ejemplos	73
	Conclusiones y recomendaciones	78
	Lista de figuras	80
	Nomenclatura	82
	Referencias	85

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

RESUMEN

El objetivo de este trabajo es elaborar un programa de cómputo que prediga el comportamiento primario de yacimientos de aceite, facilite el cálculo algunas propiedades del yacimiento, requiera información representativa del yacimiento, use métodos simples, abata tiempos de predicción y sea flexible al usuario.

El capítulo 1 hace referencia a una de las clasificaciones de yacimientos y con base en ella, se describirán en los capítulos posteriores, las ecuaciones y correlaciones necesarias para su predicción, además se describen con detalle los mecanismos de empuje a los que se encuentran sometidos los yacimientos de aceite, así como las propiedades de los fluidos y petrofísicas del yacimiento como compresibilidades, factores de volumen, permeabilidades, viscosidades, factor de compresibilidad y relación de solubilidad. También se incluyen las correlaciones más usadas en la industria petrolera para el cálculo de las propiedades mencionadas en caso de contar con información de laboratorio.

El capítulo 2 describe y desarrolla la ecuación de balance de materia, tanto para yacimientos bajosaturados como yacimientos cuya presión es menor a la presión de saturación, incluye las consideraciones de ésta y la justificación del empleo de esta ecuación para el desarrollo de este trabajo.

El capítulo 3 plantea una serie de ecuaciones fundamentales necesarias para la predicción del comportamiento de los yacimientos de aceite tales como la ecuación de la relación gas-aceite, la ecuación de saturación de aceite en yacimientos con empuje por gas disuelto y en el caso general, ecuaciones de recuperación de aceite, y ecuaciones para obtener la relación de permeabilidades relativas a partir de saturación de líquido o bien a partir de datos de producción.

El capítulo 4 plantea las consideraciones, datos requeridos, ecuaciones y procedimiento de cálculo para la predicción de los yacimientos con empuje por gas disuelto liberado del método de J. Tarner.

El capítulo 5 contiene una clasificación simple de acuíferos, además determina la entrada de agua acumulativa al yacimiento mediante la aplicación de la ecuación de balance de materia, describe los procedimientos y ecuaciones necesarias para evaluar el empuje hidráulico y determinar la ecuación que representa a ése empuje hidráulico para flujo en régimen permanente o transitorio con las ecuaciones propuestas por Schilthuis, Hurst modificada y Stanley. Finalmente desarrolla el procedimiento para la predicción del comportamiento de los yacimientos de aceite con entrada de agua y casquete de gas.

El capítulo 6 justifica la necesidad de elaborar un programa de cómputo con las características planteadas en el objetivo, proporciona una breve descripción del lenguaje Visual Basic, hace una amplia descripción del programa de cómputo elaborado (PCYacDell) y finalmente presenta ejemplos de cálculo.

De acuerdo con la descripción de este trabajo, se puede concluir que el objetivo fue cubierto.

INTRODUCCIÓN

La Ingeniería de Yacimientos como parte de la Ingeniería Petrolera, se responsabiliza del análisis de los yacimientos con el fin de establecer su mejor alternativa de explotación, buscando recuperar la mayor cantidad posible de ellos sin causar daños al yacimiento y de acuerdo con las políticas de explotación vigentes en ese momento.

Para poder realizar ese análisis se requiere de modelos matemáticos que puedan reproducir y predecir el comportamiento de un yacimiento en explotación.

Con la existencia de poderosos procesadores de datos, se han creado simuladores numéricos muy complejos que aportan resultados con buena precisión, considerando al yacimiento como un conjunto de bloques diferenciables unos de otros, sin embargo, por su misma complejidad requieren una gran cantidad de información para su aplicación, mucho tiempo de predicción y altos costos.

La ecuación de balance de materia es un modelo matemático que contempla al yacimiento como un tanque en el que no se consideran efectos de flujo, además utiliza datos promedio. Por esta razón es considerado como un modelo de dimensión cero. Es una buena herramienta para empezar un estudio de un yacimiento ya que aporta resultados con aproximación aceptable por lo que hoy continua siendo una herramienta de gran utilidad en los estudios de Ingeniería de Yacimientos.

La validez de los datos es fundamental para obtener buenos resultados, tanto en la aplicación en un simulador, como en la aplicación de un modelo matemático como la ecuación de balance de materia. Al paso del tiempo, se han desarrollado numerosos procedimientos y correlaciones para la obtención de las propiedades del yacimiento y de los fluidos contenidos en él, este trabajo contempla la aplicación de los procedimientos y correlación más usados por la ingeniería de yacimientos para el cálculo de los parámetros del yacimiento en caso de no contar con suficiente información del laboratorio.

Actualmente, una de las herramientas, no solo útiles, sino necesarias para facilitar la aplicación de los modelos matemáticos es el empleo de programas de cómputo que disminuyen radicalmente tiempos de cálculo que, en cualquier disciplina se traduce en reducción de costos.

La Industria Petrolera en México es próspera, pero requiere de la participación activa de los mexicanos, una forma de contribución no solo a la Industria Petrolera, sino al desarrollo de nuevas tecnologías para el país, es la creación de herramientas propias.

CAPITULO 1

ANTECEDENTES.

1.1 CLASIFICACIÓN DE YACIMIENTOS¹

Existen diversas clasificaciones de yacimientos, sin embargo una clasificación apropiada para el desarrollo de este trabajo se basa en la consideración de las fases y la composición de la mezcla de hidrocarburos, a la temperatura y presión a la que se encuentran dentro del yacimiento.

La figura 1.1 muestra el diagrama de fases de una mezcla de hidrocarburos donde se indican los tipos de yacimientos.

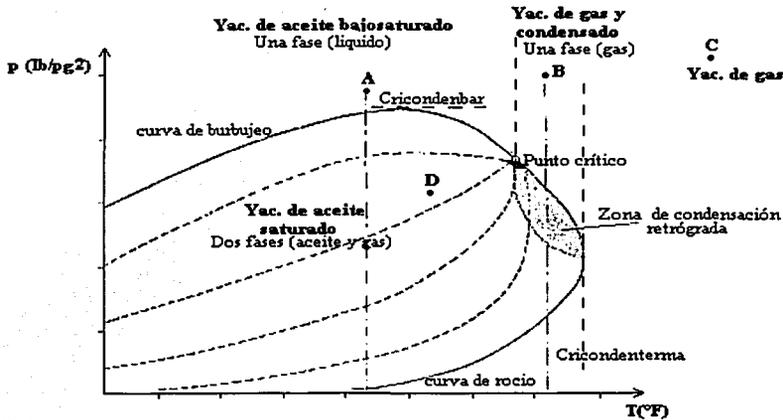


Fig. 1.1 Diagrama de fases de una mezcla de hidrocarburos

1.1.1 Yacimientos de aceite bajosaturado.

En los yacimientos de aceite bajosaturado, representado por A en la Fig. 1.1, los fluidos estarán en fase líquida, ya que la temperatura a la que se presentan es menor que la crítica, además, debido a las condiciones de acumulación, se tendrá un yacimiento de aceite bajosaturado, ya que la presión inicial sobrepasa a la de saturación, correspondiente a la temperatura del yacimiento. Al explotar este yacimiento la temperatura permanecerá constante, no así la presión, que declinará hasta alcanzar la presión de burbujeo, punto en el cual se iniciará la liberación de gas en el yacimiento. Esta liberación de gas combinada con la extracción de aceite hará que aumente constantemente la saturación de gas, hasta que se abandone el yacimiento. En este tipo de yacimientos al alcanzarse la presión de saturación, empieza a variar la composición de los fluidos producidos.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

1.1.2 Yacimientos de gas y condensado

Los yacimientos de gas y condensado son aquellos yacimientos cuya temperatura está comprendida entre la crítica y la cricondenterma.

Considérese un yacimiento con una temperatura y presión iniciales tales que se ubiquen en el punto B de la Fig. 1.1, Los fluidos se encontrarán la fase gaseosa mientras la temperatura sea mayor que la crítica. La composición será la misma hasta que, debido a la extracción, se alcance la presión de rocío, es ese momento se iniciará la condensación de líquido en los poros del yacimiento, el cual será móvil, por lo que cambiará la composición del gas producido en la superficie, disminuyendo su contenido de líquido y aumentando, consecuentemente la relación gas aceite producida.

1.1.3 Yacimientos de gas

Los fluidos de los yacimientos de gas estarán en fase gaseosa, la cual se conservará durante toda la vida productora del yacimiento, puesto que la temperatura del yacimiento es mayor que la cricondenterma. Por esta razón, a diferencia de los tipos de yacimiento antes mencionados, la composición de los fluidos permanece constante. Aunque los fluidos remanentes en el yacimiento permanecen en fase gaseosa, los fluidos producidos a través de los pozos entrarán a la región de dos fases, en virtud de la declinación de la presión y temperatura en la tubería de producción. Véase punto C de la Fig. 1.1.

Yacimientos de gas húmedo.

Se denomina así a los yacimientos, cuya producción contiene un porcentaje considerable de licuables.

Yacimientos de gas seco.

Los yacimientos de gas seco presentan características similares a los yacimientos de gas húmedo, pero cuya trayectoria no entra a la región de dos fases.

1.1.4 Yacimientos de aceite saturado

En los yacimientos de aceite saturado se presentan dos fases, consistentes en una capa o casquete de gas y una zona de aceite saturado. Véase punto D de la Fig. 1.1.

1.2 MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO DE LOS FLUIDOS EN LOS YACIMIENTOS.

La recuperación de 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 únicamente 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.

Los procesos de desplazamiento son:

- Expansión de la roca y los líquidos.
- Empuje por gas disuelto liberado.
- Empuje por capa de gas.
- Empuje por agua.
- Desplazamiento por segregación
- Combinación de empujes

1.2.1 Expansión de la roca y los líquidos.

Este proceso ocurre en los yacimientos bajosaturados, hasta que alcanzan la presión de saturación. La expulsión del aceite se debe a la expansión del sistema. El aceite, el agua congénita y la roca se expanden, desalojando hacia los pozos productores el aceite contenido en el yacimiento. Dada la baja compresibilidad en el sistema, el ritmo de declinación de la presión con respecto a la extracción, es muy pronunciado. La liberación del gas disuelto en el aceite ocurre en la tubería de producción, al nivel en que se presenta la presión de saturación. La relación gas-aceite producida permanece por lo tanto, constante durante esa etapa de explotación e igual a R_{si} . La saturación del aceite prácticamente no varía. La porosidad y la permeabilidad absoluta disminuyen ligeramente, así como la viscosidad del aceite. El factor de volumen del aceite aumenta también en forma muy ligera.

1.2.2 Empuje por gas disuelto liberado.

Una vez iniciada en el yacimiento la liberación de gas disuelto en el aceite, al alcanzarse la presión de saturación, el mecanismo de desplazamiento del aceite se deberá, primordialmente, al empuje de gas disuelto liberado; ya que si bien es cierto que tanto el agua intersticial y la roca continuarán expandiéndose, su efecto resulta despreciable, puesto que la compresibilidad (o expansionabilidad) del gas es mucho mayor que la de los otros componentes de la formación. El gas liberado no fluye inicialmente hacia los pozos, sino que se acumula en forma de pequeñas burbujas aisladas, las cuales por motivo de la declinación de la presión, llegan a formar posteriormente una fase continua, que permitirá el flujo de gas hacia los pozos, también puede ocurrir flujo de la fase gaseosa discontinua por separación del gas ocluido, cuando la presión del gas excede a la del aceite que lo confina. La saturación de gas mínima para que ocurra flujo del mismo se denomina saturación de gas crítica. Durante esta etapa, en que la saturación de gas es menor a la crítica, la relación gas-aceite producida disminuye ligeramente, ya que el gas disuelto en el aceite, que se libera, queda atrapado en el yacimiento. El gas liberado llena totalmente el espacio desocupado por el aceite producido. La saturación de aceite disminuirá constantemente, a causa de su producción y encogimiento por la liberación del gas disuelto; por lo tanto mientras que la permeabilidad del aceite disminuye continuamente, la

permeabilidad al gas aumentará. El gas fluirá más fácilmente que el aceite, debido a que es más ligero, menos viscoso y a que su trayectoria se desplaza por la parte central de los poros. De esta manera la relación gas-aceite que fluye en el yacimiento aumentará constantemente y la relación gas-aceite producida en superficie, mostrará un progresivo incremento, hasta que la presión del yacimiento se abata substancialmente. Cuando esto ocurra, la relación media en la superficie disminuirá, debido a que a presiones bajas, los volúmenes de gas en el yacimiento se aproximan a los volúmenes medidos en la superficie.

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

1.2.3 Empuje por casquete de gas.

Este empuje consiste en una invasión progresiva de la zona de aceite por gas, acompañada por un desplazamiento direccional del aceite fuera de la zona de gas libre y hacia los pozos productores. Los requerimientos básicos para este proceso son que la parte superior del yacimiento contenga una alta saturación de gas y que exista un continuo crecimiento de la zona ocupada por el casquete de gas.

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

- Existir inicialmente en el yacimiento como casquete.
- Puede formarse por acumulación de gas liberado por el aceite al abatirse la presión del yacimiento, a consecuencia de la segregación gravitacional.
- El casquete de gas puede crearse artificialmente por inyección de gas en la parte superior del yacimiento.

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

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

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

1.2.4 Empuje por agua.

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

Los requerimientos básicos para este proceso son una fuente adecuada que suministre agua en forma accesible al yacimiento, además de una presión diferencial entre la zona de aceite y la zona de agua, que induzca y mantenga la invasión. El empuje hidráulico puede ser natural o artificial. Para que se presente en forma natural debe existir, junto a la zona productora, un gran volumen de agua en la misma formación, sin barreras entre en aceite y el agua, y la permeabilidad de la formación que facilite su entrada.

El acuífero puede algunas veces alcanzar la superficie. En este caso la fuente de agua de invasión podrá disponerse a través de la entrada de agua superficial por el afloramiento, esta condición no es muy común. Generalmente la invasión de agua tiene lugar por la expansión de la roca y el agua del acuífero, como resultado de la declinación de presión transmitida desde el yacimiento. Debido a que las compresibilidades de la roca y el agua son muy pequeñas, un empuje hidráulico regular requerirá de un acuífero extenso y grande, más de cien veces mayor que el yacimiento.

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

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

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

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

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

En yacimientos con empuje hidráulico la recuperación es sensible al ritmo de explotación. Si los gastos son altos, el depresionamiento propiciará la liberación de gas y el desplazamiento con agua se efectuará en presencia de una fase gaseosa. En estas condiciones, la saturación de aceite residual puede reducirse sustancialmente. Esta reducción proporciona una recuperación de aceite mayor que la obtenida con invasión de agua donde no existe una fase gaseosa. El desplazamiento con agua en una formación parcialmente saturada de gas da lugar al desarrollo de una zona de alta saturación de aceite, formada adelante del agua de invasión. El banco de aceite formado desplaza parte del la fase de gas móvil inicial, dejando gas residual "atrapado" distribuido en los poros en forma de burbujas discontinuas o filamentos. El aceite es desplazado posteriormente por el agua, en presencia de la fase gaseosa móvil. En la figura 1.2 se presenta la secuencia del sistema de desplazamiento descrito.

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

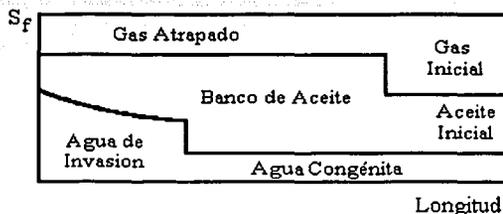


Fig. 1.2 Distribución de las Saturaciones de Fluidos en un sistema de desplazamiento de aceite con agua en presencia de una fase gaseosa.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

1.2.5 Desplazamiento por segregación gravitacional.

La segregación gravitacional o drene por gravedad, es un mecanismo de empuje. La segregación gravitacional es la tendencia del aceite, gas y agua a distribuirse en el yacimiento de acuerdo a sus densidades. El drene por gravedad puede participar activamente en la recuperación de aceite, ya que en un yacimiento bajo condiciones favorables de segregación, gran parte del gas liberado fluirá a la parte superior del yacimiento, en lugar de ser arrastrado hacia los pozos por la fuerza de presión, contribuyendo así a la formación o agrandamiento del casquete de gas y aumentando la eficiencia total del desplazamiento.

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

La recuperación en yacimientos donde existe segregación de gas y/o agua, es sensible al ritmo de producción. Mientras menores sean los gastos, menores serán los gradientes de presión y mayor la segregación. Si se establece en un yacimiento contra flujo de aceite y gas, se desarrollara una capa de gas y la relación gas-aceite producida mostrará una disminución. En la figura 1.3 se presenta diagramáticamente el efecto que se produce, en el yacimiento con o sin segregación, sobre su recuperación y su relación gas-aceite producida.

1.2.6 Combinación de empujes

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

Puede asumirse que existe una combinación de empujes si se presentan algunos de los siguientes factores:

1. Declinación relativamente rápida de la presión. La invasión de agua y/o la expansión del casquete de gas son insuficientes para mantener la presión.
2. Invasión lenta de agua en la parte baja del yacimiento. Los pozos estructuralmente bajos, presentarán lentos incrementos de gastos de producción de agua.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

3. Si existe un pequeño casquete de gas, los pozos estructuralmente altos, presentaran continuos incrementos en la relación gas-aceite, siempre que el casquete de gas se este expandiendo. Es posible que el tamaño del casquete de gas disminuya debido a una excesiva producción de gas libre, en ese caso, los pozos estructuralmente altos, presentarán un decremento en la relación gas-aceite. Esta condición debe evitarse en la medida de lo posible ya que grandes volúmenes de aceite pueden perderse como resultado de la disminución del casquete de gas.
4. Cuando un porcentaje importante de la recuperación total de aceite se debe a la disminución de los mecanismos de empuje, la relación gas-aceite en los pozos estructuralmente bajos también continuará incrementando debido a la liberación del gas disuelto en el aceite cuando se reduce la presión.

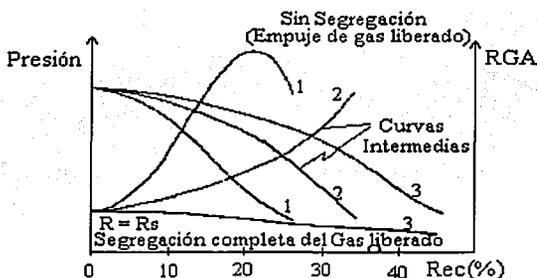


Fig. 1.3 Efecto de la segregación gravitacional en la recuperación total y en la Relación Gas-Aceite Instantánea.

1.3 DEFINICIÓN DE PROPIEDADES.

1.3.1 Compresibilidad

La compresibilidad se define como el cambio de volumen que experimenta un volumen unitario de un material con respecto a la variación unitaria de la presión, a temperatura constante.

$$C = -\frac{1}{V} \left(\frac{dV}{dp} \right)_T \quad (1.1)$$

Donde: $\left(\frac{dV}{dp} \right)$ es de pendiente negativa, por lo que el signo negativo convierte la compresibilidad C en un valor positivo y debido a que el valor de dicha pendiente varía con la presión, la compresibilidad es diferente a cualquier presión, siendo mayor, al disminuir ésta.

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

$$C = -\frac{1}{V} \left(\frac{V_1 - V_2}{p_1 - p_2} \right) \quad (1.2)$$

Compresibilidad del aceite (C_o).

La compresibilidad de aceites bajosaturados es mayor para aceites ligeros, por la mayor cantidad de gas que contienen en solución.

Mientras el yacimiento produce arriba de la presión de saturación, puede referirse a la presión media del yacimiento en esta etapa de explotación, la cual es:

$$\bar{p} = \frac{p_i + p_b}{2}$$

La compresibilidad del aceite a estas condiciones se determina aplicando la siguiente ecuación, obtenida sustituyendo factores de volumen en la ecuación (1.2).

$$C_o = \frac{2(B_o_b - B_o_i)}{(p_i - p_b)(B_o_b + B_o_i)} \quad (1.3)$$

Vázquez y Beggs⁸ proponen una correlación para determinar la compresibilidad del aceite a presiones por arriba de la presión de burbujeo.

$$C_o = \frac{A_1 + A_2 R_s + A_3 T + A_4 \gamma_g + A_5 \gamma_{API}}{A_6 p} \quad (1.4)$$

Donde: $A_1 = -1433.0$ $A_2 = 5.0$ $A_3 = 17.2$
 $A_4 = -1180.0$ $A_5 = 12.61$ $A_6 = 10^5$

Compresibilidad del agua (C_w)

La compresibilidad del agua, como la del aceite, aunque en menor grado, depende de la temperatura, la presión y la cantidad de gas en solución.

Existen correlaciones que permiten obtener la compresibilidad del agua a las condiciones deseadas, una de ellas fue propuesta por Osif² y se presenta a continuación.

$$C_w = \frac{1}{(7.033 p + 0.5415 S - 537.0 T \gamma + 403300)} \quad (1.5)$$

Donde S: es la salinidad en mg/lit.

Esta ecuación es válida únicamente para temperaturas entre 200 y 270 °F, presiones de 1,000 a 20,000 psia y salinidades superiores a 200,000 mg/lit.

Compresibilidad de la formación (C_f)

Cuando la presión del fluido contenido en los espacios porosos de la roca, la cual está sometida a una presión externa constante (presión de confinamiento), se abate a causa de la extracción, los poros decrecen, mientras que el volumen de las partículas sólidas aumenta, dicho cambio tiende a reducir la porosidad de la roca ligeramente.

Este cambio de la porosidad para una determinada roca, depende solo de la diferencia entre la presión interna y externa y no del valor absoluto de las presiones. La compresibilidad del volumen de poros C_f para cualquier valor de diferencia de presión externa-interna, se define como el cambio de volumen que experimenta un volumen unitario de poros por unidad de abatimiento de presión.

Hall³ encontró experimentalmente una relación entre la porosidad de la roca y su compresibilidad, la correlación se refiere al efecto combinado de aumento de volumen de los granos al caer la presión y la disminución del volumen de formación, por compactación, a causa de la extracción y por efecto de la presión de roca.

Hall determinó que la compresibilidad de la formación es independiente del tipo de roca y del rango de presiones y exclusivamente una función de la porosidad. En la correlación establecida se mantuvo constante la presión de sobrecarga. La figura 1.4 muestra la relación obtenida entre la porosidad de la formación y la compresibilidad de la formación.

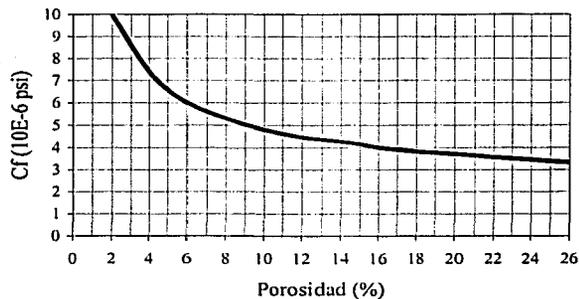


Fig. 1.4 Compresibilidad efectiva de la Formación

Es conveniente que la compresibilidad de la formación se obtenga por métodos experimentales, de no disponerse de los medios apropiados, se recurrirá a la correlación de Hall.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

1.3.2 Factor de Volumen

El factor de volumen de un líquido es la relación del volumen de un líquido, medido a condiciones de yacimiento o de escurrimiento, con el volumen de dicho líquido medido en el tanque de almacenamiento a condiciones estándar, después de pasar por los separadores⁴

Factor de volumen del aceite (B_o)

El factor de volumen del aceite se define como el volumen que ocupa a condiciones de yacimiento un barril de aceite a condiciones estándar más su gas en solución⁷.

También puede definirse como el cambio en volumen que experimenta la fase líquida al pasar de las condiciones de yacimiento a las condiciones de superficie como consecuencia de la expansión y/o liberación de gas en solución, evidentemente el factor de volumen del aceite siempre es mayor o igual a la unidad, el factor de volumen se expresa como:

$$B_o = \frac{\text{Volumen de (aceite + gas disuelto)@ c.v.}}{\text{Volumen de aceite @ c.s.}} \quad (1.6)$$

La figura 1.5 muestra el comportamiento típico de B_o contra la presión a temperatura constante. Debido a que no se libera gas en solución cuando la presión disminuye desde su valor inicial p_i hasta la presión de burbujeo p_b , el fluido del yacimiento permanece en su estado monofásico (aceite bajosaturado), sin embargo, como los líquidos son ligeramente compresibles, el volumen aumenta de la p_i a la p_b .

Por debajo de la presión de burbujeo, la expansión continua, pero su efecto sobre el aumento en volumen es insignificante comparado con un efecto mucho mayor, que es la reducción en el volumen líquido debido a la liberación del gas en solución. Cuando la presión se reduce a la presión atmosférica y a 60 °F, el valor de B_o es igual a uno.

Existen correlaciones para el cálculo de B_o a la presión de burbujeo y a presiones menores que p_b ^{4,6}

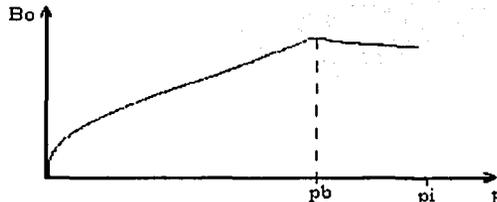


Fig. 1.5 Diagrama de Factor de Volumen vs Presión

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Factor de volumen del gas (B_g)

Se define como el volumen de una masa de gas medido a presión y temperatura del yacimiento o de escurrimiento, dividido por el volumen de la misma masa de gas medido a condiciones estándar.⁴

El factor de volumen del gas puede ser expresado en pies cúbicos o barriles a condiciones de yacimiento por pies cúbicos de gas a condiciones estándar. El factor de volumen del gas siempre es menor a la unidad.

La figura 1.6 muestra el comportamiento típico de B_g contra la presión a temperatura constante para un gas seco.

El factor de volumen del gas puede ser calculado como⁵:

$$B_g = \left(\frac{V_{g_y}}{V_{g_{cs}}} \right) \quad (1.7)$$

El volumen de n moles de gas a condiciones de yacimiento puede ser obtenida de la ecuación de estado:

$$V_{g_y} = \frac{znRT}{p} \quad (1.8)$$

donde T y p representan la temperatura y presión respectivamente a condiciones de yacimiento, z representa el factor de compresibilidad isotérmica.

El volumen de este mismo número de moles de gas a condiciones estándar, T_{cs} y p_{cs} es:

$$V_{g_{cs}} = \frac{z_{cs}nRT_{cs}}{p_{cs}} \quad (1.9)$$

Sustituyendo las ecuaciones 1.8 y 1.9 en 1.7, el factor de volumen de gas es:

$$B_g = \frac{zT p_{cs}}{z_{cs} T_{cs} p} \quad (1.10)$$

Considerando $T_{cs} = 520^\circ\text{R}$, $p_{cs} = 14.65$ psia y $z_{cs} = 1$

$$B_g = \frac{zT(14.65)}{(1.0)(520)p} = 0.0282 \frac{zT}{p} \frac{\text{pie}^3}{\text{pie}_{cs}^3} \quad (1.11)$$

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

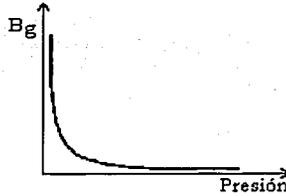


Fig. 1.6 Forma típica de B_g vs. Presión a temperatura cte.

Factor de volumen total (B_t)⁷

El factor de volumen total o bifásico puede expresarse como:

$$B_t = B_o + (R_{s_i} - R_s)B_g \tag{1.12}$$

El factor de volumen total implica en sus términos al volumen de líquido B_o , más el volumen de gas liberado desde la presión inicial a la de medición y es la diferencia entre la relación de solubilidad inicial R_{s_i} , y la relación de solubilidad a la presión especificada R_s .

A presiones por arriba de la presión de burbujeo, $R_{s_i} = R_s$, por lo tanto $B_t = B_o$, sin embargo, a presiones menores que la presión de burbujeo, mientras B_o decremента en tanto que la presión también decremента, el factor de volumen total crece debido a la liberación de gas en solución y su expansión continua.

La figura 1.7 muestra el comportamiento típico de B_o y B_t contra presión, a temperatura constante.

El factor de volumen total tiene unidades de $pie^3_{(aceite + gas)}@C.y. / pie^3_{(aceite)}@C.s$

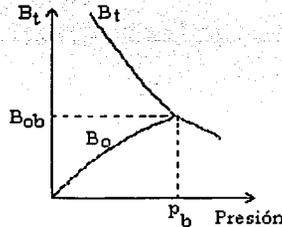


Fig. 1.7 Comportamiento típico del Factor de Volumen Total vs. Presión.

1.3.3 Viscosidad

En general, la viscosidad de un fluido es una medida de la fricción interna o resistencia que ofrecen las moléculas a fluir.

La unidad de medida más común para la viscosidad es el *centipoise (cp)*. Una relación con otro sistema es el siguiente.

$$1 \text{ cp} = 0.01 \text{ poise} = 6.72 \times 10^{-4} \text{ lb/pie-seg.}$$

Viscosidad del aceite (μ_o)

La viscosidad del aceite de yacimiento, μ_o , está directamente relacionado con la densidad del aceite en el tanque, densidad del gas, gas en solución en el aceite, presión y temperatura del yacimiento.

La figura 1.8 muestra el comportamiento típico de la viscosidad del aceite contra la presión a temperatura constante

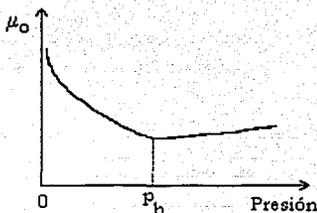


Fig. 1.8 Forma típica de la Viscosidad del aceite vs. Presión.

A presiones arriba de la presión de burbujeo, la viscosidad del aceite decrece prácticamente en forma lineal, ante el decremento en la presión, las moléculas se encuentran más separadas entre sí, permitiendo una mayor movilidad del aceite y por tanto, un decremento en la viscosidad del aceite hasta alcanzar la presión de burbujeo, la viscosidad mínima es obtenida a dicha presión. Sin embargo conforme la presión decrece por debajo de la presión de burbujeo, el gas liberado ocasiona un cambio en la composición del líquido, incrementando de manera notable la viscosidad del aceite. Así, la viscosidad de un aceite muerto (aceite cuyo gas disuelto a condiciones de yacimiento ha sido liberado a la presión atmosférica) es mucho mayor que la viscosidad del aceite a los condiciones del yacimiento.

Beggs y Robinson⁹, proponen una correlación para el cálculo de la viscosidad de aceites muertos, dicha correlación fue desarrollada en 1975 basada en 460 datos de viscosidades de aceites sin gas en solución obtenidos de 600 muestras diferentes.

El error promedio reportado fue del -0.64% con una desviación estándar de 13.53% , al aplicar ésta.

Donde:

$$\mu_o = a\mu_{om}^b \quad (1.13)$$

$$a = 10.715(Rs + 100)^{-0.515}$$

$$b = 5.44(Rs + 150)^{-0.338}$$

$$\mu_{om} = 10^x - 1$$

$$X = YT^{-1.63}$$

$$Y = 10^z$$

$$Z = 3.0324 - 0.02023^\circ API$$

Viscosidad del gas (μ_g)

La viscosidad del gas natural depende de la temperatura, presión y composición del gas, generalmente la unidad de medida es el centipoise (cp). Comúnmente no es medida en laboratorio, ya que la determinación experimental presenta algunas dificultades, además, pueden hacerse buenas estimaciones a través de correlaciones.

La figura 1.9 muestra el comportamiento típico de la viscosidad del gas en función de la presión, a tres temperaturas distintas.

La viscosidad del gas decrece si la presión del yacimiento decrece, dado que las moléculas de gas, ante un decremento de presión están más apartadas, permiten el fácil movimiento de éstas, ocasionando un decremento en la viscosidad.

La figura 1.9 también muestra el efecto de la temperatura sobre la viscosidad, a bajas presiones, la viscosidad del gas incrementa si la temperatura incrementa, sin embargo, a altas presiones, la viscosidad del gas decrece si la temperatura aumenta.

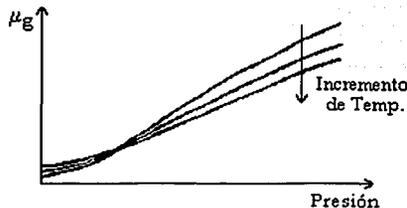


Fig. 1.9 Forma típica de la Viscosidad del gas vs. Presión a tres temperaturas

Lee¹⁰, propone una correlación para el cálculo de la viscosidad del gas.

$$\mu_g = K \times 10^{-4} \exp(X(\rho_g / 62.428)^Y) \quad (1.14)$$

Donde:

$$K = \frac{(9.4 + 0.5794\gamma_g)(T + 460)^{1.5}}{209 + 550.4\gamma_g + (T + 460)}$$

$$Y = 2.4 - 0.2X$$

$$X = 3.5 + \frac{986}{(T + 460)} + 0.2897\gamma_g$$

1.3.4 Factor de compresibilidad (z)

El factor de compresibilidad es conocido también como factor de desviación o factor z.

El factor de compresibilidad es la relación del volumen ocupado por un gas a determinada presión y temperatura, y el volumen de gas que ocuparía a la misma presión y temperatura si dicho gas se comportara como un gas ideal.⁵

$$z = \frac{V_{actual}}{V_{real}} \quad (1.15)$$

Por lo tanto, z para un gas ideal es igual a la unidad.

La figura 1.10 muestra el comportamiento típico del factor de compresibilidad en función de la presión a temperatura constante.

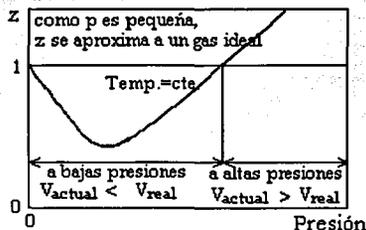


Fig. 1.10 Forma típica del Factor de compresibilidad (z) vs. Presión a Temperatura constante

El factor de compresibilidad no es constante, depende de la composición del gas, la temperatura y la presión. Puede ser determinada experimentalmente o bien a través de correlaciones.

Standing y Katz¹¹ proponen una correlación para el cálculo del factor de compresibilidad en función de la densidad relativa, la presión y temperatura pseudoreducidas de la mezcla.

Existen diferentes correlaciones para calcular las propiedades pseudocríticas del gas, las curvas correspondientes a los gases han sido establecidas utilizando gases de los separadores y vapores obtenidos en los tanques de almacenamiento. Estos gases contienen altas porciones de metano y etano. Las curvas correspondientes a los "condensados" pertenecen a gases que contienen cantidades relativamente grandes de los componentes intermedios (C₂-C₆). Standing sugiere el uso de las curvas de "condensados" en los cálculos que involucran gases en equilibrio con el aceite, y el uso de las curvas correspondientes al gas para gases superficiales.

La ecuación para gases superficiales es:

$$T_{pc} = 167 + 316.67\gamma_g \quad (1.16)$$

$$p_{pc} = 702.5 - 50\gamma_g \quad (1.17)$$

La ecuación para gases húmedos es:

$$T_{pc} = 238 + 210\gamma_g \quad (1.18)$$

$$p_{pc} = 740 - 100\gamma_g \quad (1.19)$$

Las siguientes ecuaciones permiten calcular por ensaye y error el valor del factor de compresibilidad.

$$T_{pr} = \frac{T + 460}{T_{pc}} \quad (1.20)$$

$$p_{pr} = \frac{p}{p_{pc}} \quad (1.21)$$

$$\rho_r = 0.27 \frac{p_{pr}}{zT_{pr}} \quad (1.22)$$

$$z = A_1 + \frac{A_2}{T_{pr}} + \frac{A_3}{T_{pr}^3} \rho_r + \left(A_4 + \frac{A_5}{T_{pr}} \right) \rho_r^2 + \frac{A_5 A_6 \rho_r^5}{T_{pr}} + \left(\frac{A_7 \rho_r^2}{T_{pr}^3} \right) (1 + A_8 \rho_r^2) \exp(-A_8 \rho_r^2) \quad (1.23)$$

Donde:

$$A_1 = 0.31506 \\ A_5 = -0.6123$$

$$A_2 = -1.0467 \\ A_6 = -0.10489$$

$$A_3 = -0.5783 \\ A_7 = 0.68157$$

$$A_4 = 0.5353 \\ A_8 = 0.68446$$

El procedimiento consiste en suponer un valor de z y obtener ρ_r para ese valor supuesto. Se calcula z con la Ec. (1.23) 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 dentro de una tolerancia preestablecida (menor o igual a 0.001)⁴.

Wichert y Aziz¹² proponen una modificación al método Standing y Katz para obtener el factor de compresibilidad del gas por presencia de otros gases.

Las propiedades pseudocríticas de los gases que contienen cantidades apreciables de CO_2 y H_2S pueden calcularse por este método modificado que consiste en usar un factor de ajuste (ε_3) para calcular la presión y temperatura pseudocríticas.⁴

$$T'_{pc} = T_{pc} - \varepsilon_3 \quad (1.24)$$

$$p'_{pc} = \frac{P_{pc} T'_{pc}}{T_{pc} + y_{\text{H}_2\text{S}}(1 - y_{\text{H}_2\text{S}})\varepsilon_3} \quad (1.25)$$

ε_3 se determina con base en las fracciones molares de CO_2 y H_2S de la siguiente manera:

$$\varepsilon_3(^{\circ}\text{R}) = 120(y_{(\text{CO}_2+\text{H}_2\text{S})}^{0.9} - y_{(\text{CO}_2+\text{H}_2\text{S})}^{1.6}) + 15(y_{\text{H}_2\text{S}}^{0.5} - y_{\text{H}_2\text{S}}^4) \quad (1.26)$$

Donde:

$y_{(\text{CO}_2+\text{H}_2\text{S})}$ es la suma de las fracciones molares de CO_2 y H_2S .

$y_{\text{H}_2\text{S}}$ es la fracción molar de H_2S .

Los valores de T'_{pc} y p'_{pc} así obtenidos se usan sustituyendo los valores de T_{pc} y p_{pc} a partir de la Ec. (1.20) para el cálculo del factor de compresibilidad (z).

1.3.5 Permeabilidad¹³

La permeabilidad es la facilidad de flujo de un fluido a través de un medio poroso, la unidad de medida común en la industria petrolera es el *Darcy* o *miliDarcy* (*mD*).

Permeabilidad al líquido o Permeabilidad absoluta.

Permeabilidad de un medio poroso obtenida por el método de extrapolación de Klinkenberg.

$$K_L = K_g - m \frac{1}{p} \quad (1.27)$$

La permeabilidad al líquido se obtiene en laboratorio utilizando una muestra de roca limpia y seca, se le realizan cuando menos cinco mediciones de permeabilidades al gas a distintas presiones medias de flujo. Las permeabilidades y los recíprocos de las presiones medias de flujo correspondientes se grafican en papel normal, se extrapola la recta definida por los puntos hasta la ordenada al origen, que es la K_L

$$K_L = K_a \quad (1.28)$$

La permeabilidad absoluta depende del medio poroso y no del fluido que contiene.

La figura 1.11 muestra la gráfica del recíproco de las presiones medias contra la permeabilidad al gas y la determinación de la permeabilidad al líquido.

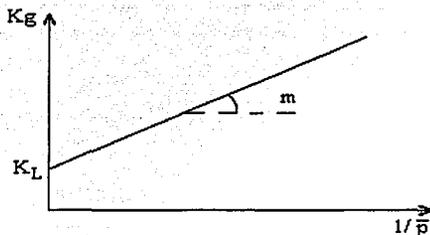


Fig. 1.11 Obtención de la Permeabilidad al líquido (K_L)

Permeabilidad a un fluido (K_f)

Facilidad con la que un fluido se mueve a través de un medio poroso cuando está saturado 100% con el fluido¹³.

De la ecuación de Darcy, considerando flujo horizontal:

$$K_f = \frac{\bar{q}_f \mu_f L}{A(\Delta p)} \quad (1.29)$$

Tipos de permeabilidad a un fluido, permeabilidad al gas, al aceite y al agua respectivamente.

$$K_g = \frac{\bar{q}_g \mu_g L}{A(\Delta p)}$$

$$K_o = \frac{\bar{q}_o \mu_o L}{A(\Delta p)}$$

$$K_w = \frac{\bar{q}_w \mu_w L}{A(\Delta p)}$$

La permeabilidad al gas y al aceite se tiene únicamente en laboratorio debida a que en el yacimiento siempre existirá la presencia de por lo menos dos fluidos.

La K_g siempre es mayor que la K_a , la K_o es un poco mayor que la K_a , en ocasiones es prácticamente igual, bajo ciertas condiciones de medición en el laboratorio, la K_w es igual a la K_a pero también puede suceder que K_w sea menor a K_a .

Permeabilidad efectiva a un fluido (K_{ef}).

Indica la facilidad con la que un fluido puede moverse a través de un medio poroso, cuando no lo satura 100%.

$$K_{ef} = \frac{q_f \mu_f L}{A(\Delta p)} \quad \text{Si; } S_f < 100\% \quad (1.30)$$

Tipos de permeabilidad efectiva: K_{cg} , K_{co} , K_{ew} .

Permeabilidad relativa a un fluido (K_{rf}).

Es la relación de la permeabilidad efectiva a un fluido entre la permeabilidad absoluta o al líquido.

La relación de permeabilidades se da en fracción.

Tipos de permeabilidad relativa:

$$K_{rg} = \frac{K_{eg}}{K_a} \quad K_{ro} = \frac{K_{eo}}{K_a} \quad K_{rw} = \frac{K_{ew}}{K_a}$$

1.3.6 Relación de solubilidad (R_s).

La relación de solubilidad son los pies cúbicos de gas disuelto en el aceite a ciertas condiciones de presión y temperatura, por cada barril de aceite en el tanque, medidos ambos volúmenes a condiciones estándar.⁴

La unidad de mediada más común en la industria petrolera es ($\text{pie}^3_{\text{gd}} @ \text{c.s./bl}_o @ \text{c.s}$)

Los factores que afectan la solubilidad del gas en el aceite son la presión, temperatura, densidad del gas y del aceite y el tipo de liberación del gas.

La figura 1.12 muestra el comportamiento típico de la relación de solubilidad en función de la presión. En la grafica se puede observar que la relación de solubilidad permanece constante desde la presión inicial hasta la presión de burbujeo, esto se debe a que no existe liberación de gas en esa etapa, por debajo de la presión de burbujeo comienza la liberación de gas y se genera un decremento en el valor de la relación de solubilidad.

Es importante mencionar que para presiones mayores a la presión de burbujeo la relación de solubilidad (R_s), la relación gas – aceite instantánea (RGA) y la relación gas–aceite producida (R_p) numéricamente son iguales.

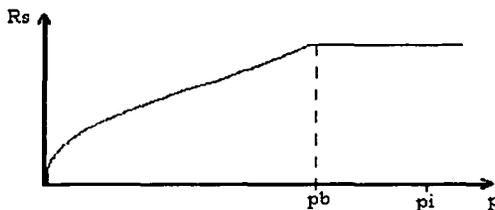


Fig. 1.12 Comportamiento típico de la Relación de solubilidad vs. presión

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

CAPITULO 2

ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIA.

La ingeniería de yacimientos como parte de la Ingeniería Petrolera, se responsabiliza del análisis de los yacimientos con el fin de establecer su mejor alternativa de explotación, buscando recuperar la mayor cantidad posible de ellos sin causar daños al yacimiento y de acuerdo con las políticas de explotación vigentes en ese momento.

Para poder realizar ese análisis se requiere de modelos matemáticos que puedan reproducir y predecir el comportamiento de un yacimiento en explotación.

Con la existencia de poderosos procesadores de datos, se han creado simuladores matemáticos muy complejos que aportan resultados con buena precisión, considerando al yacimiento como un conjunto de bloques diferenciables unos de otros, sin embargo, por su misma complejidad requieren una gran cantidad de información para su aplicación.

La ecuación de balance de materia es un modelo matemático elemental que contempla al yacimiento como un tanque en el que no se consideran efectos de flujo. Por esta razón es considerado como un modelo de dimensión cero. Es una buena herramienta para empezar un estudio de un yacimiento ya que aporta resultados aproximación aceptable por lo que hoy continua siendo una herramienta de gran utilidad en los estudios de Ingeniería de Yacimientos.

La ecuación general de balance de materia fue desarrollada por Schilthuis en 1936¹⁵

2.1 ECUACIÓN GENERAL DE BALANCE DE MATERIA

2.1.1 Consideraciones

La ecuación de balance de materia es un modelo matemático en el que se considera al yacimiento como un recipiente a volumen constante. Su aplicación a porciones de un yacimiento conduce generalmente a errores sustanciales.

La ecuación contiene tres incógnitas, N , W_e y m , por lo que es necesario determinar el valor de una o dos de ella por otros procedimientos.

En la derivación de la ecuación de balance de materia se considera que no existe segregación del gas liberado en la zona de aceite, tampoco se considera la expansión de la roca y el agua congénita.

Al principio de la explotación del yacimiento o cuando se mantiene la presión de este debido a un activo empuje hidráulico, el valor de N es indeterminado, por lo tanto, la ecuación de balance de materia puede proporcionar resultados absurdos.

El valor de N debe obtenerse también por métodos volumétricos. Este valor debe coincidir, con una diferencia menor al 10% con el obtenido por la ecuación de balance de materia.

Para aplicar la ecuación de balance de materia es necesario contar con información confiable sobre la producción de fluidos y la variación de la presión del yacimiento. Asimismo, se debe disponer de datos de laboratorio de las propiedades de los fluidos, que representen las condiciones de vaporización que se esperan en el yacimiento, la información requerida es la siguiente:

- La presión inicial del yacimiento y la presión promedio a diferentes intervalos de tiempo después de haber empezado la producción.
- El volumen de aceite producido, medido a condiciones estándar, a cualquier tiempo o durante algún intervalo de producción.
- El volumen total de gas producido. Cuando hay gas inyectado dentro del yacimiento, será la diferencia entre el gas total producido y inyectado al yacimiento.
- La relación del volumen del casquete inicial de gas y el volumen inicial de aceite (m).

$$m = \frac{GB_{gt}}{NB_{oi}} \quad (2.1)$$

Si estos valores son determinados con razonable precisión, hay solamente una incógnita (N) en la ecuación de balance volumétrica para yacimientos con casquete de gas, y dos (N y We) en yacimientos con empuje de acuífero. El valor de m es determinado de datos de registros y núcleos y de datos de terminación de pozos, que frecuentemente ayudan a localizar los contactos gas – aceite y agua – aceite.

- Los factores de volumen del gas y del aceite y la relación de solubilidad.
- La cantidad de agua que ha sido producida.
- La cantidad de agua que ha invadido el yacimiento.

2.1.2 Términos usados en la ecuación

En el desarrollo de la ecuación de balance de materia se emplean los siguientes términos⁷:

N	Volumen de aceite original @ c.s., STB
B_{oi}	Factor de volumen del aceite inicial, bbl/STB
N_p	Volumen de aceite producido @ c.s., STB
B_o	Factor de volumen del aceite bbl/STB.
G	Volumen original de gas, SCF.
B_{gi}	Factor de volumen de gas inicial, bbl/STB.
G_f	Volumen de gas libre en el yacimiento, SCF.
R_{si}	Relación de solubilidad gas-aceite inicial, SCF/STB.
R_p	Relación gas-aceite producida, SCF/STB.
R_s	Relación de solubilidad gas-aceite, SCF/STB.
B_g	Factor de volumen de gas, bbl/STB.
W	Volumen inicial de agua, STB.
W_p	Volumen de agua producida, STB.
B_w	Factor de volumen del agua, bbl/STB.
W_e	Volumen de entrada de agua al yacimiento, bbl.
C_w	Compresibilidad del agua, psi^{-1} .
$\Delta\bar{p}$	Cambio de presión media del yacimiento, psia.
S_{wi}	Saturación inicial del agua.
V_p	Volumen de poros.
C_f	Compresibilidad de la formación, psi^{-1} .
$NB_{oi} = NB_{ii}$	Volumen de aceite original @ c.y.
NR_{si}	Gas disuelto en el aceite original @ c.s.
$GB_{gi} = mNB_{oi} = mNB_{ii}$	Gas libre inicial @ c.y.
$G_p = N_p R_p$	Producción acumulativa de gas @ c.s.
$W_e - W_p B_w$	Entrada de agua neta al yacimiento @ c.y.
$(N - N_p) B_o$	Aceite remanente en el yacimiento @ c.y.
$(N - N_p) R_s$	Gas disuelto en el aceite residual @ c.s.
$B_i = B_o + B_g (R_{si} - R_s)$	Factor de volumen de las dos fases.

2.1.3 Desarrollo de la Ecuación General de Balance de Materia¹

Representando esquemáticamente los volúmenes de los fluidos en un yacimiento como se indica en la figura 2.1, e igualando los volúmenes a condiciones de yacimiento se establece la siguiente ecuación:

$$mNB_{oi} + NB_{oi} = (N - N_p) B_o + W_e - W_p B_w + G_{f\text{total}} \quad @c.y. \quad (2.2)$$

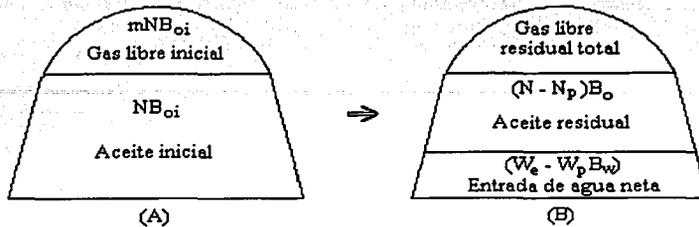


Fig. 2.1 Representación del cambio en la distribución de los fluidos en el yacimiento, provocado por la explotación. (A) Condiciones iniciales, (B) en producción.

Despejando el gas libre total (que incluye el gas del casquete y el de la zona de aceite) se tiene:

$$G_{fTotal} @ c.y. = mNB_{oi} + NB_{oi} - (N - N_p)B_o - (W_e - W_p)B_w \quad (2.3)$$

Por otra parte se establece la siguiente igualdad para el gas @ c.s.

$$\begin{matrix} \text{Volumen de gas} \\ \text{libre inicial} \\ \text{del casquete} \end{matrix} + \begin{matrix} \text{Volumen de gas} \\ \text{disuelto inicial} \end{matrix} = \begin{matrix} \text{Volumen de} \\ \text{gas libre} \\ \text{residual} \end{matrix} + \begin{matrix} \text{Volumen de} \\ \text{gas disuelto} \\ \text{residual} \end{matrix} + \begin{matrix} \text{Volumen de} \\ \text{gas producido} \end{matrix}$$

Es decir:

$$\frac{mNB_{oi}}{B_{gi}} + NR_{si} = \frac{mNB_{oi} + NB_{oi} - (N - N_p)B_o - (W_e - W_p)B_w}{B_g} + (N - N_p)R_s + N_p R_p \quad (2.4)$$

Multiplicando por B_g , desarrollando y ordenando:

$$\begin{aligned} mNB_{oi} \frac{B_g}{B_{gi}} + NR_{si} B_g - mNB_{oi} - NB_{oi} + NB_o + NR_s B_g \\ = N_p B_o - N_p R_s B_g + N_p R_p B_g - (W_e - W_p)B_w \end{aligned} \quad (2.5)$$

Factorizando N y B_i , y sustituyendo B_{oi} por B_{ii} .

$$N \left[(B_i - B_{ii}) + mB_{ii} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \right] = N_p [B_o + B_g (R_p - R_s)] - (W_e - W_p)B_w \quad (2.6)$$

Esta ecuación es equivalente a la derivada originalmente por Schilthuis desarrollada en 1936.

En la derivación de esta ecuación no se considera la expansión de la roca y del agua congénita, el efecto de estas expansiones es generalmente despreciable, ya que la compresibilidad del gas, que es el principal agente interno desplazante, es mucho mayor que la del agua y la roca.

La ecuación de balance de materia se expresa comúnmente en la forma siguiente:

$$N(B_i - B_{ii}) + mNB_{ii} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + W_e = N_p [B_o + B_g(R_p - R_s)] + (W_p B_w) \quad (2.7)$$

En esta forma se indica que, la expansión del aceite y el gas iniciales, más la entrada de agua al yacimiento, es igual al volumen total de fluidos producidos (o desplazados del yacimiento) a condiciones de yacimiento.

$N(B_i - B_{ii})$; Representa la expansión del aceite y su gas disuelto contenido originalmente en el yacimiento.

$mNB_{ii} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right)$; Es la expansión del gas del casquete original.

W_e ; Es el volumen de agua que invade al yacimiento corresponde generalmente a la expansión del acuífero.

$N_p [B_o + B_g(R_p - R_s)]$; es el volumen total de hidrocarburos producidos o desplazados =: $N_p B_o$ (aceite más gas disuelto) + $N_p B_g R_p$ (gas total) - $N_p B_g R_s$ (gas disuelto)

2.2 DESARROLLO DE LA ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIA PARA YACIMIENTOS DE ACEITE BAJOSATURADO.

El volumen de fluidos desplazados del yacimiento al abatirse la presión una cantidad $\Delta p = (p_i - p)$ es igual a la expansión del aceite, agua y sólidos contenidos en el yacimiento, más el volumen de entrada de agua, por lo tanto:

$$\text{Volumen de Fluidos desplazados: } V_{fd} = E_o + E_w + E_s + W_e \quad (2.8)$$

La expansión de los elementos en el yacimiento es:

$$E_o = V_o C_o \Delta p = V_{pi} (1 - S_w) C_o \Delta p \quad (2.9)$$

$$E_w = V_w C_w \Delta p = V_{pi} S_w C_w \Delta p \quad (2.10)$$

$$E_s = V_s C_s \Delta p = V_{pi} C_f \Delta p \quad (2.11)$$

Donde, S_w es la saturación de agua media del yacimiento y V_{pi} es el volumen de poros iniciales del yacimiento.

El volumen de fluidos producidos o desplazados del yacimiento a la presión final es:

$$V_{fp} @ c.y. = N_p B_o + W_p B_w \quad (2.12)$$

El volumen de poros iniciales es:

$$V_{pi} = \frac{V_{oi}}{S_{oi}} = \frac{NB_{oi}}{(1-S_w)} \quad (2.13)$$

Sustituyendo (2.13) en (2.9), (2.10) y (2.11) y después en (2.8) se obtiene:

$$V_{fd} @ c.y. = NB_{oi} \Delta p \left(\frac{(1-S_w)C_o + S_w C_w + C_f}{1-S_w} \right) + W_e \quad (2.14)$$

El término $\frac{(1-S_w)C_o + S_w C_w + C_f}{1-S_w}$ se conoce como la compresibilidad efectiva de los fluidos C_e , incluye la compresibilidad del agua, aceite y roca. Esta ecuación fue desarrollada por Hawkins¹⁶ para yacimientos bajosaturados, donde:

$$NB_{oi} C_e \Delta p = N_p B_o - W_e + B_w W_p \quad (2.15)$$

Entonces:

$$C_e = \frac{S_o C_o + S_w C_w + C_f}{S_o} \quad (2.16)$$

Sustituyendo (2.16) en (2.14) e igualando con (2.12)

$$NB_{oi} C_e \Delta p = N_p B_o + W_p B_w - W_e \quad (2.17)$$

Despejando N

$$N = \frac{N_p B_o + W_p B_w - W_e}{B_{oi} C_e \Delta p} \quad (2.18)$$

Que es la ecuación de balance de materia o volumétrico para un yacimiento bajosaturado.

En otros términos, la expansión del aceite, agua y roca a condiciones de yacimiento más la entrada de agua, es igual al volumen de fluidos desplazados (producidos) a condiciones de yacimiento, lo expuesto se presenta en la siguiente ecuación.

$$NB_{oi}C_c\Delta p + W_e = N_p B_o + W_p B_w \quad (2.19)$$

Si no existe entrada de agua y la producción de agua es despreciable:

$$N = \frac{N_p B_o}{B_{oi} C_c \Delta p} \quad (2.20)$$

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

CAPITULO 3

ECUACIONES FUNDAMENTALES PARA LA PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS DE ACEITE.

3.1 ECUACIÓN DE LA RELACIÓN GAS ACEITE.¹

La relación gas aceite (*RGA*) son los pies cúbicos de gas producido, por cada barril de aceite producido, ambos volúmenes medidos a condiciones estándar, Las condiciones de separación como presión, temperatura y etapas, afectan el valor de dicha relación⁴.

Considerando que el gas y el aceite se encuentran uniformemente distribuidos en el yacimiento, que fluyen de acuerdo al concepto de permeabilidades relativas, que los efectos gravitacionales y capilares son despreciables y que los gradientes de presión para el gas y el aceite son iguales, se establece lo siguiente.

$$RGA = \frac{q_g}{q_o} (\text{pie}^3_g @ \text{c.s} / \text{bl}_o @ \text{c.s}) \quad (3.1)$$

La producción de gas está constituida por el gas libre, que fluye en el yacimiento, más el gas disuelto en el aceite que se libera al alcanzarse las condiciones superficiales de presión y temperatura, entonces:

$$q_g = q_{gl} + q_{gd} \quad (3.2)$$

Además:

$$q_{gd} = q_o (\text{bl}_o @ \text{c.s} / \text{día}) * R_s (\text{pie}^3_{gd} @ \text{c.s} / \text{bl}_o @ \text{c.s}) \quad (3.3)$$

Sustituyendo (3.2) y (3.2) en (3.1) se tiene:

$$RGA = \frac{q_{gl} + q_o R_s}{q_o} = \frac{q_{gl}}{q_o} + R_s \quad (3.4)$$

De acuerdo con la ecuación de Darcy para flujo radial, se tiene:

$$q_{gl} = C \frac{KK_{rg} h}{\mu_g B_g \log \frac{r_e}{r_w}} (p_{ws} - p_{wf}) \quad (3.5)$$

$$q_o = C \frac{KK_{ro}h}{\mu_o B_o \log \frac{r_e}{r_w}} (p_{ws} - p_{wf}) \quad (3.6)$$

Sustituyendo (3.5) y (3.6) en (3.4) y simplificando:

$$RGA = \frac{K_{rg} \mu_o B_o}{K_{ro} \mu_o B_g} + R_s \quad (3.7)$$

Si el yacimiento es de aceite bajosaturado o su saturación de gas es menor que la crítica, $K_{rg} = 0$ y $RGA = R_s$

3.2 ECUACIÓN DE SATURACIÓN DE ACEITE EN YACIMIENTOS CON EMPUJE POR GAS DISUELTTO.

Considerando un yacimiento sin entrada de agua, sin casquete de gas primario o secundario, y como condiciones iniciales las que prevalecen en el yacimiento a la presión de saturación, es decir, $p_i = p_b$, $B_{oi} = B_{ob}$ y $N = N_b$, la saturación media de aceite en el yacimiento es:

$$S_o = \frac{V_{or}}{V_p} = \frac{\text{Volumen de aceite residual}}{\text{Volumen de poros}} \quad (3.8)$$

El volumen de aceite residual es igual a:

$$V_{or} (N - N_p) B_o \quad (3.9)$$

El volumen de poros considerado constante durante la explotación es:

$$V_p = V_{pi} = \frac{V_{oi}}{S_{oi}} = \frac{NB_{oi}}{1 - S_w} \quad (3.10)$$

Sustituyendo (3.9) y (3.10) en (3.8) se tiene:

$$S_o = \frac{(N - N_p) B_o (1 - S_w)}{NB_{oi}} \quad (3.11)$$

Arreglando la ecuación.

$$S_o = \frac{\left(1 - \frac{N_p}{N}\right) B_o (1 - S_w)}{B_{oi}} \quad (3.12)$$

3.3 ECUACIÓN DE RECUPERACIÓN DE ACEITE.

La recuperación de aceite se define matemáticamente como:

$$Rec = \frac{N_p}{N} \quad (3.13)$$

Despejando la expresión (3.12):

$$Rec = 1 - \frac{SB_{oi}}{(1 - S_w)B_o} \quad (3.14)$$

La recuperación de aceite también puede deducirse de la forma:

$$Rec = \frac{\text{Volumen de aceite recuperado @ c.s.}}{\text{Volumen de aceite inicial @ c.s.}}$$

$$Rec = \frac{\text{Vol. de aceite inicial @c.s.} - \text{Vol. de aceite residual @ c.s.}}{\text{Volumen de aceite inicial @ c.s.}}$$

Considerando un volumen poroso unitario:

$$Rec = \frac{\frac{S_{oi} - S_o}{B_{oi}}}{\frac{S_{oi}}{B_{oi}}} \quad (3.15)$$

Ordenando:

$$Rec = 1 - \frac{S_o B_{oi}}{S_{oi} B_o} \quad (3.16)$$

3.4 RELACIÓN DE PERMEABILIDADES RELATIVAS AL GAS Y AL ACEITE.

Existen esencialmente tres procedimientos para determinar las relaciones de permeabilidad relativa al gas y al aceite en función de la saturación de líquido, estos son:

- Por medio de correlaciones.
- Por métodos de laboratorio.
- A partir de datos de producción.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

En general, el primer procedimiento se utiliza al hacer los cálculos de predicción en la etapa inicial de la explotación del yacimiento, en la cual no se tiene otro recurso. Diversos investigadores han encontrado que las permeabilidades relativas en formaciones de tipo intergranular, se pueden determinar con aceptable aproximación, a partir de consideraciones petrofísicas y correlaciones, uno de estos procedimientos fue propuesto por Torcaso y Wyllie¹⁷, basados en la correlación de A.T. Corey¹⁸ que se describe en lo sucesivo de este capítulo.

El segundo procedimiento se utiliza una vez que se ha escogido información de núcleos representativos de la formación.

Finalmente el tercer procedimiento es válido cuando se ha concluido el desarrollo y se cuenta con suficientes datos de producción. Los resultados de este procedimiento reflejan mejor el comportamiento real del yacimiento.

Es evidente que existe relación de permeabilidades relativas al gas con respecto al aceite si el yacimiento se encuentra en la etapa de saturación, ya que en el caso de un yacimiento bajosaturado, la permeabilidad relativa al gas es igual a cero porque el yacimiento se encuentra en fase únicamente líquida.

3.4.1 Ecuación de Torcaso y Wyllie para obtener K_g/K_o a partir de S_L .

A.T. Corey presentó las siguientes expresiones para calcular las permeabilidades relativas al aceite y al gas.

$$K_{ro} = \left[\frac{S_o}{1 - S_{wl}} \right]^4 \quad (3.17)$$

$$K_{rg} = \left[1 - \frac{S_o}{1 - S_{wl}} \right]^2 \left[1 - \left(\frac{S_o}{1 - S_{wl}} \right)^2 \right] \quad (3.18)$$

Haciendo:

$$S = \frac{S_o}{1 - S_{wl}} \quad (3.19)$$

Dividiendo (3.18) por (3.17) y sustituyendo (3.19).

$$\frac{K_{rg}}{K_{ro}} = \frac{(1 - S)^2 (1 - S^2)}{S^4} \quad (3.20)$$

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Esta ecuación se conoce como la ecuación de Torcaso y Wyllie.

Procedimiento de cálculo

Datos requeridos:

- Saturación inicial de agua
- Saturación de aceite o gas.

Considerando que:

$$S_o + S_w + S_g = 1 \quad (3.21)$$

Además la saturación de agua permanece constante.

$$S_w = S_{wi} \quad (3.22)$$

Por lo tanto:

$$S_o + S_{wi} + S_g = 1 \quad (3.23)$$

Si la saturación de gas es dato, obtener la saturación de aceite de la Ec.(3.23), calcular S con la Ec. (3.19) y finalmente determinar la relación de permeabilidades relativas del gas con respecto al aceite (K_{rg}/K_{ro}) con la Ec. (3.20).

3.4.2 Obtención de la curva media de Kg/Ko a partir de datos de producción.

Despejando de la Ec. (3.7) la relación de permeabilidades relativas se tiene:

$$\frac{K_{rg}}{K_{ro}} = (R - R_s) \frac{\mu_g B_g}{\mu_o B_o} \quad (3.25)$$

Esta ecuación junto con la de saturación de aceite, permite establecer la relación que existe para un yacimiento entre la saturación del líquido y la relación de permeabilidades relativas.

Procedimiento de cálculo

Datos requeridos:

- Presión
- Relación gas aceite instantánea (RGA)
- Relación de solubilidad (R_s)
- Factor de volumen del gas (B_g) y del aceite (B_o)
- Volumen de aceite producido (Np)
- Viscosidad del gas (μ_g) y del aceite (μ_o)

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

Considerando estos datos para cada intervalo de presión, se calcula la relación de permeabilidades mediante la Ec. (3.25). La saturación de líquido correspondiente se obtiene, con la Ec.(3.11), más el valor de la saturación de agua inicial, por lo tanto, se tiene que:

$$S_L = \frac{(N - N_p)B_o(1 - S_w)}{NB_{oi}} + S_{wi} \quad (3.26)$$

Es conveniente considerar el volumen original (N) como unitario, por lo tanto el valor del volumen de aceite producido (Np) debe ser de fraccional.

3.5 ECUACIÓN GENERAL DE LA SATURACIÓN DE ACEITE.

Como se mencionó en la deducción de la Ec. (3.12), dicha expresión representa la saturación de aceite para un yacimiento cuyo único mecanismo de desplazamiento es el gas disuelto liberado. Sin embargo en presencia de otros mecanismos de desplazamiento como la presencia de un casquete de gas o la entrada de agua modifican dicha expresión, la deducción con estos mecanismos se muestra a continuación.

Considerando primero el caso de un yacimiento con entrada de agua, pero sin casquete de gas, pueden presentarse dos procesos durante la explotación de este tipo de yacimientos

Que la entrada de agua sea lo suficientemente grande para mantener alta la presión del yacimiento, hasta que los pozos estructuralmente más altos, se invadan de agua.

Que la entrada de agua no sea lo suficientemente grande para mantener la presión, ocasionando que el mecanismo de empuje predominante sea el gas disuelto liberado, hasta que el yacimiento alcance una presión tal que deje de ser costeable su explotación.

La representación esquemática de estos dos procesos para un tiempo $t = 0$ y $t = t_1$ para el cual ha ocurrido un avance del contacto, es la siguiente.

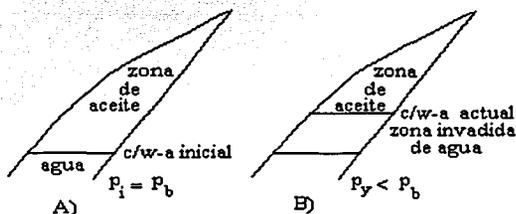


Fig. 3.1 Representación esquemática de un yacimiento con entrada de agua
A) $t = 0$, B) $t = t_1$

De la expresión que relaciona a la saturación de un fluido como la relación del volumen de ese fluido y el volumen de poros que contiene dicho fluido se tiene:

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \quad (3.27)$$

Para el caso propuesto, la saturación del aceite en el yacimiento está dado por el cociente del volumen del aceite residual en la zona no invadida y el volumen de poros en la zona no invadida, de modo que:

$$S_o = \frac{V_{ozni}}{V_{pzni}} \quad (3.28)$$

Considerando que el volumen de aceite en la zona no invadida es igual al volumen de aceite inicial total, menos el volumen de aceite producido, es decir el volumen de aceite residual, menos el volumen de aceite en la zona invadida de agua.

$$V_{ozni} = V_{oiT} - V_{op} - V_{oziw} = V_{orT} - V_{ozlw} \quad (3.29)$$

Además:

$$V_{orT} = (N - Np)B_o \quad (3.30)$$

El volumen de aceite en la zona invadida de agua es igual al volumen de poros de la zona invadida por la saturación media del aceite en dicha zona.

$$V_{ozlw} = \frac{(W_e - W_p B_w)}{S_{wi}} S_{ozlw} \quad (3.31)$$

El volumen de poros en la zona no invadida es igual a la diferencia del volumen de poros iniciales y el volumen de poros en la zona invadida.

$$V_{pzni} = V_{pi} - V_{pzlw} \quad (3.32)$$

Además, el volumen de poros iniciales es igual al cociente del volumen de aceite inicial y la saturación inicial de aceite. El volumen de poros en la zona invadida de agua es igual al cociente del agua de invasión residual en el yacimiento y la saturación media del agua de invasión.

$$V_{pi} = \frac{NB_{oi}}{1 - S_w} \quad (3.33)$$

$$V_{pzlw} = \frac{W_e - W_p B_w}{S_{wi}} \quad (3.34)$$

Sustituyendo finalmente las relaciones encontradas en la Ec (3.28) se obtiene la ecuación de saturación de aceite para yacimientos con entrada de agua pero sin casquete de gas.

$$S_o = \frac{(N - N_p)B_o - \frac{(W_e - W_p B_w)S_{orziw}}{S_{wziw}}}{1 - S_w - \frac{NB_{ol} - \frac{(W_e - W_p B_w)}{S_{wziw}}}{S_{wziw}}} \quad (3.35)$$

Para considerar el caso de un yacimiento con entrada de agua y casquete de gas, hay que analizar el efecto del avance agua - aceite Ec. (3.35) y el efecto de la expansión del casquete al abatirse la presión.

La representación esquemática de este tipo de yacimientos, para un tiempo $t = 0$ y para un tiempo $t = t_1$, para el cual ha ocurrido un avance en ambos contactos, se muestra en la figura (3.2).

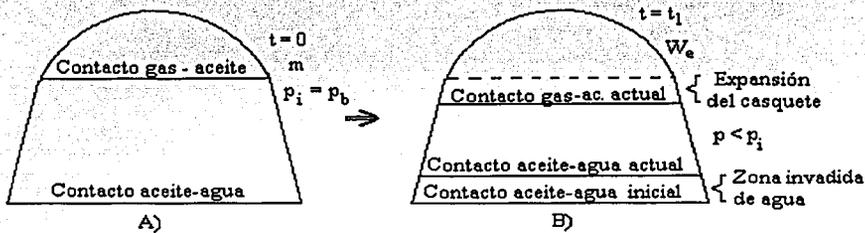


Fig. 3.2 Representación esquemática de un yacimiento con entrada de agua y casquete de gas. A) Etapa a tiempo $t = 0$, B) Etapa a $t = t_1$

Para incluir el efecto de invasión en la zona de aceite, debido al casquete de gas se procede en forma análoga cuando se consideró la invasión del acuífero.

La saturación de aceite es igual al cociente del volumen de aceite residual total, menos el volumen de aceite en la zona invadida de agua, menos el volumen de aceite en la zona invadida de gas; y el volumen de poros inicial, menos el volumen de poros en la zona invadida de agua, menos el volumen de poros en la zona invadida de gas.

$$S_o = \frac{V_{orT} - V_{aziw} - V_{azig}}{V_{pi} - V_{pziw} - V_{pzig}} \quad (3.36)$$

Considerando que la producción del casquete de gas es nula, la expansión del mismo, esta dado por la diferencia del volumen actual y el volumen inicial.

$$\text{Expansión del casquete} = E_{Casq} = GB_g - GB_{gi}$$

$$E_{Casq} = \frac{mNB_{oi}}{B_{gi}} (B_g - B_{gi})$$

$$E_{Casq} = mNB_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \quad (3.37)$$

El volumen de aceite en la zona invadida de gas es igual al producto del volumen de poros de la zona invadida y la saturación media de aceite en dicha zona.

$$V_{ozig} = \frac{mNB_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right)}{\bar{S}_{gzig}} \bar{S}_{orzig} \quad (3.38)$$

$$V_{pzig} = \frac{mNB_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right)}{\bar{S}_{gzig}} \quad (3.39)$$

Haciendo las sustituciones correspondientes en la Ec.(3.36) se obtiene la ecuación general de saturación de aceite.

$$S_o = \frac{(N - N_p)B_o - \left[\frac{(W_e - W_p B_w) S_{orzig}}{\bar{S}_{wzig}} + \frac{mNB_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right)}{\bar{S}_{gzig}} \right] S_{orzig}}{\frac{NB_{oi}}{1 - S_w} - \left[\frac{(W_e - W_p B_w)}{\bar{S}_{wzig}} + \frac{mNB_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right)}{\bar{S}_{gzig}} \right]} \quad (3.40)$$

Los valores de las saturaciones medias de aceite residual, en las zonas invadidas de agua y gas, se determinan considerando la eficiencia volumétrica del desplazamiento correspondiente. Esta eficiencia se define como la fracción del volumen de roca de la zona invadida que ha sido lavada por el fluido desplazante. Como la distribución de fluidos no es uniforme en la zona invadida, las saturaciones residuales deben obtenerse ponderándolas con el volumen de poros invadido en cada periodo. En esta forma la saturación media de aceite residual, en un periodo de explotación dado es:

$$S_{orzi} = E_v S_{orziw} + (1 - E_v) S_{orzni} \quad (3.41)$$

La saturación media total, ponderada según se indicó, es:

$$S_{orzi} = \frac{\sum V_{bi} \phi S_{orzi}}{\sum V_{bi} \phi} \quad (3.42)$$

CAPITULO 4

PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS CON EMPUJE POR GAS DISUELTO LIBERADO POR EL MÉTODO DE J. TARNER.

4.1 CONSIDERACIONES.

Este método combina las ecuaciones de balance de materia, de saturación de aceite y de relación gas aceite, para determinar el comportamiento futuro de yacimientos productores por empuje de gas liberado. Se considera que existen las siguientes condiciones.

- El volumen del yacimiento es constante.
- No existe gas libre inicial.
- La producción de agua es despreciable.
- El aceite y el gas liberado permanecen distribuidos uniformemente en el yacimiento.

4.2 DATOS REQUERIDOS.

Para la aplicación de este procedimiento es necesario contar con la información siguiente:

- Presión inicial del yacimiento ($p_i = p_b$)
- Valores de B_o , R_s , B_g , μ_o y μ_g en función de la presión.
- La saturación de agua congénita
- Valores de K_{rg}/K_{ro} en función de la saturación del aceite o del líquido.
- El valor de $N = N_b$. (Se sugiere la consideración de N como valor unitario)

4.3 ECUACIONES.

Para la predicción por el método de Tarner se usan las siguientes ecuaciones.

Sabemos que la relación gas-aceite acumulada se define matemáticamente como:

$$R_p = \frac{G_p}{N_p} \quad (4.1)$$

De la ecuación de balance volumétrico para el tipo de yacimiento descrito:

$$N_b = \frac{N_p [B_i + (R_p - R_{st})B_g]}{B_i - B_{it}} \quad (4.2)$$

Desarrollando la Ec. (4.2) y despejando $R_p N_p$:

$$R_p N_p = \frac{N_b (B_t - B_{it}) - N_p (B_t - R_{st} B_g)}{B_g} \quad (4.3)$$

Despejando de la Ec. (4.1) $R_p N_p$, y sustituyendo en la Ec.(4.3):

$$G_p = \frac{N_b (B_t - B_{it}) - N_p (B_t - R_{st} B_g)}{B_g} \quad (4.4)$$

De la ecuación de saturación de aceite:

$$S_o = \frac{\left(1 - \frac{N_p}{N}\right) B_o (1 - S_w)}{B_{oi}} \quad (3.12)$$

De la ecuación de la relación gas – aceite instantánea:

$$RGA = \frac{K_{rg} \mu_o B_o}{K_{ro} \mu_o B_g} + R_s \quad (3.7)$$

Es conveniente que en el cálculo se suponga $N_b = 1$, de esta manera N_p es la recuperación fraccional de aceite.

De acuerdo con esta consideración las ecuaciones (4.4) y (3.12) quedan expresadas como¹:

$$G_p = \frac{(B_t - B_{it}) - (B_t - R_{st} B_g)}{B_g} \quad (4.5)$$

y

$$S_o = \frac{(1 - N_p) B_o (1 - S_w)}{B_{oi}} \quad (4.6)$$

4.4 PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO.

1. Seleccione una caída de presión Δp en el yacimiento, mientras menores sean las caídas de presión en el yacimiento, mayor será la aproximación obtenida en los resultados. Suponga un valor de ΔN_p (incremento de producción acumulativa de aceite) correspondiente al periodo de explotación en que la presión del yacimiento se abate en la Δp seleccionada.

2. Obtenga el valor de N_p .

$$N_p = \sum_0^j \Delta N_p \quad (4.7)$$

3. Determine, aplicando la Ec. (4.5) el valor de G_p al final de cada periodo considerado.

$$G_p = \frac{(B_t - B_{it}) - (B_t - R_{st} B_g)}{B_g}$$

4. Calcule el valor de S_o con la Ec. (4.6) a la presión final del periodo considerado.

$$S_o = \frac{(1 - N_p) B_o (1 - S_w)}{B_{oi}}$$

5. Con el valor obtenido de S_o determine la relación de permeabilidades relativas K_{rg}/K_{ro} y a continuación obtenga, mediante la Ec.(3.7), la relación gas aceite instantánea.

$$RGA = \frac{K_{rg} \mu_o B_o}{K_{ro} \mu_o B_g} + R_s$$

6. Determine la \bar{R} entre la presión inicial y la presión final del periodo.

$$\bar{R} = \frac{R_1 + R_2}{2} \quad (4.8)$$

7. Determine ΔG_p para el periodo considerado

$$\Delta G_p = \Delta N_p \bar{R} \quad (4.9)$$

8. Obtenga el valor de G_p .

$$G_p = \sum_0^j \Delta G_p \quad (4.10)$$

9. El valor obtenido en el paso anterior, se compara con el calculado en el paso 3. si coinciden estos valores, dentro de la tolerancia fijada, se continua con el proceso para el siguiente periodo. En caso contrario, se supone un nuevo valor de ΔN_p y se repite el procedimiento, hasta obtener la aproximación deseada.

Aunque la aproximación es por tanteos, el valor correcto de ΔN_p puede obtenerse gráficamente después de dos ensayos. Para esto es necesario graficar los valores de N_p y G_p obtenidos por las dos ecuaciones. Por este procedimiento se obtienen dos rectas que se intersecan en el punto que indica el valor de N_p que satisface las ecuaciones de balance de materia y de la relación gas-aceite¹.

CAPÍTULO 5

EVALUACIÓN DE LA ENTRADA DE AGUA A YACIMIENTOS DE ACEITE

La entrada natural de agua puede presentarse en un yacimiento, bajo la influencia de la expansión volumétrica del agua contenida en la formación almacenante, o bien por flujo hidráulico proveniente de la infiltración del agua en el afloramiento de la formación. El comportamiento de la presión de un yacimiento con entrada de agua depende del ritmo de producción, por lo que es fundamental determinar la magnitud de dicha entrada de agua, esta determinación puede obtenerse por métodos diversos, a partir de datos recopilados de la historia de producción del yacimiento.

5.1 CLASIFICACIÓN DE LOS ACUÍFEROS

Algunos yacimientos son limitados en una porción o en toda su periferia por acuíferos, para propósitos prácticos los yacimientos pueden ser tratados como infinitos, o pueden ser tan pequeños que se consideran despreciables en los efectos del comportamiento del yacimiento.

Un acuífero puede estar completamente limitado por una capa impermeable tal que el yacimiento y el acuífero formen un volumen único cerrado, ver Fig. (5.1). Por otro lado, los yacimientos pueden ser invadidos por uno o más sitios donde exista entrada de agua superficial. Fig. (5.2). Además un acuífero puede ser esencialmente horizontal con respecto al yacimiento tan elevado como el límite de la base estructural, considerablemente arriba del yacimiento, de manera que proporcione algún tipo de flujo artesiano de agua al yacimiento.

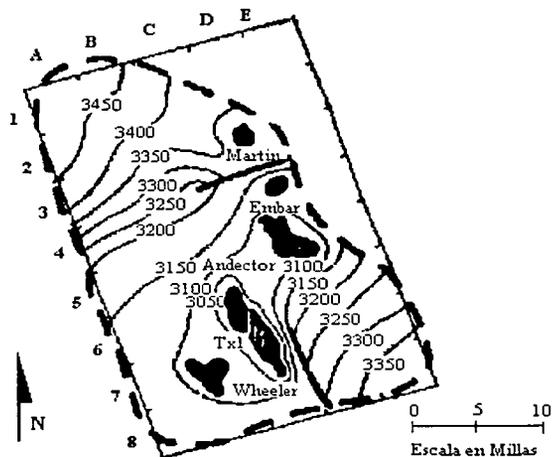


Fig. 5.1 Estudio de yacimientos de cinco campos en un acuífero cerrado en la formación Ellenburger al este de Texas.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

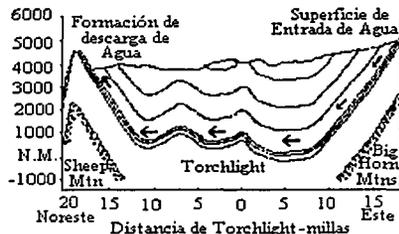


Fig. 5.2 Sección Geológica Transversal del Yacimiento Torchlight Tensleep, Wyoming.

En respuesta a una caída de presión en el yacimiento, el acuífero reacciona para contrarrestar la caída de presión, siempre que exista una fuente de entrada de agua o entrapamiento de esta, mediante; a) expansión del agua, b) expansión de otra acumulación de hidrocarburos conocidos o no, en la formación del acuífero, c) compresibilidad de la roca del acuífero y/o d) flujo artesiano donde el acuífero incrementa a un nivel arriba del yacimiento por entrada de agua superficial.⁷

Los acuíferos se clasifican en:

- Infinitos; se considera tal cuando el abatimiento de presión transmitido del yacimiento al acuífero, no alcanza la frontera externa de éste al explotarse el yacimiento.
- Limitados.
- Limitados con fuente de almacenamiento en la frontera externa.

En las figuras 5.3, 5.4 y 5.5 se presenta la distribución de presiones existente en yacimientos y acuíferos de acuerdo con la clasificación anterior.

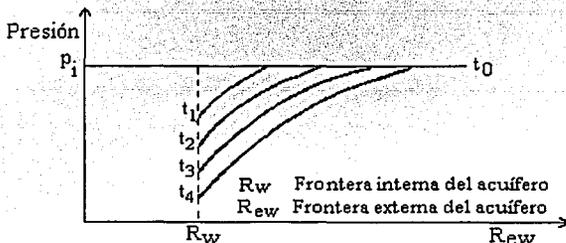


Fig. 5.3 Distribución de presiones a diferentes tiempos en un acuífero infinito, flujo radial.

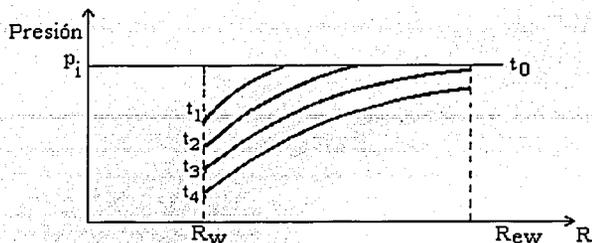


Fig. 5.4 Distribución de presiones en un acuífero finito o limitado.

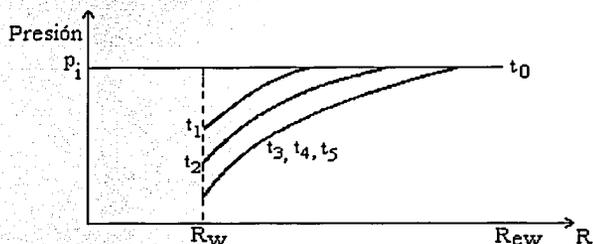


Fig. 5.5 Distribución de presiones en un acuífero que aflora y en el que alcanza un flujo en régimen permanente.

5.2 DETERMINACIÓN DE LA ENTRADA DE AGUA ACUMULATIVA AL YACIMIENTO.

De la ecuación de balance de materia, la entrada de agua a un yacimiento puede obtenerse de la manera siguiente si se conoce N y m .

$$W_c = N_p [B_i + B_g (R_p - R_{si})] + W_p B_w - N (B_i - B_{ii}) - Nm B_{ii} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \quad (5.1)$$

El volumen de agua así calculado, se relaciona con la historia de presión del yacimiento para obtener, a intervalos de tiempos fijos, los valores correspondientes de W_e y presión. Estos datos permiten determinar, la ecuación que representa el comportamiento del acuífero.

La ecuación de balance de materia, resuelta a sucesivos periodos de tiempo, permite relacionar los valores obtenidos de la entrada de agua W_c , con la presión en la frontera a cualquier tiempo.

5.3 PRINCIPIO DE SUPERPOSICIÓN

En la determinación de la entrada de agua al yacimiento se emplea el principio de superposición, considerando que la variación de presión del yacimiento puede representarse en forma aproximada por una serie de reducciones o incrementos de presión repentinos alternados, como se indica en la figura 5.6. Estos abatimientos de presión se transmitirán hacia el acuífero modificando la distribución de sus presiones. Se ha demostrado que el acuífero responde a cada caída de presión en forma independiente y que el efecto total es igual a la suma de las perturbaciones en la presión provocadas por cada abatimiento considerado en particular¹.

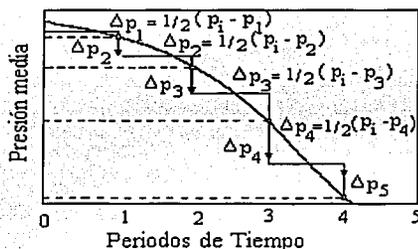


Fig. 5.6 Arreglo de presiones empleado para representar aproximadamente la historia de presión del yacimiento.

Para ilustrar este fenómeno, supóngase un yacimiento con presión inicial p_i , al que repentinamente se le abate su presión y se mantiene en un valor p_1 a un tiempo $t = 0$. Ésta perturbación en la presión se transmitirá hacia el acuífero a un ritmo que dependerá de las propiedades de difusión del acuífero ($K/\mu\phi C_v$). Supóngase que a un tiempo t_1 se provoque un segundo abatimiento de presión, también repentino, $\Delta p_2 = p_1 - p_2$ (no $p_i - p_2$). En estas condiciones el acuífero continuará respondiendo al primer abatimiento de presión, como si el segundo no hubiese ocurrido y además responderá a la segunda caída de presión, como si la primera no hubiese ocurrido. El efecto total en la distribución de presiones en el acuífero, corresponde a la suma de los dos, como se ilustra en la figura 5.7, donde para simplificar se ha considerado $\Delta p_1 = \Delta p_2$ y $t_2 = 2t$. La curva superior y la media, representan la distribución de presiones en el acuífero en respuesta a la primera y a la segunda señal, como si actuaran independientemente. La curva inferior corresponde, por lo tanto a la suma de las dos curvas descritas anteriormente.

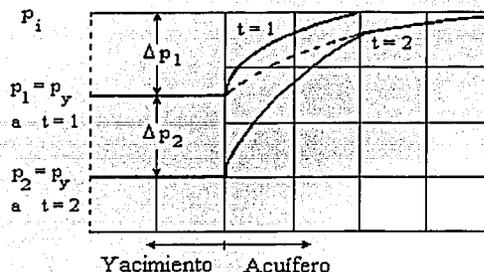


Fig. 5.7 Distribución de presiones en un acuífero debido a dos abatimientos de presión iguales, impuestos a intervalos iguales de tiempo.

5.3.1 Aplicación del principio de superposición

En la siguiente sección se hace un análisis de algunos procedimientos para la determinación de la ecuación que describe el empuje hidráulico del yacimiento donde la ecuación propuesta por Stanley ejemplifica claramente la aplicación del principio de superposición.

La tabla 5.1 muestra los valores de un yacimiento hipotético tomado como ejemplo.

1	2	3	4	5	6
\bar{r}	t (días)	p (psia)	Δp	$(\bar{r})^a$	$\Sigma \Delta p(\bar{r})^a$
0	0	3800	0	0	0
1	182	3780	10	1.00	10
2	365	3714	43	1.741	60.41
3	547	3647	66.5	2.408	165.443
4	730	3552	81	3.031	330.63
5	912	3490	78.5	3.624	546.226
6	1095	3421	65.5	4.193	796.57

Tabla 5.1 Aplicación del principio de superposición para la ecuación de Stanley.

Donde los valores de las columnas 1, 2 y 3 son datos, los valores de la columna 4 fueron obtenidos de la manera siguiente:

$$\Delta p_1 = (p_{inicial} - p_{inicial+1}) / 2 \quad \text{para el primer periodo.} \quad (5.2)$$

$$\Delta p_j = (p_{j-2} - p_j) / 2 \quad \text{para los periodos siguientes.} \quad (5.3)$$

Entonces:

$$\Delta p_1 = \frac{3800 - 3780}{2} = 10$$

$$\Delta p_2 = \frac{3800 - 3714}{2} = 43$$

$$\Delta p_3 = \frac{3780 - 3647}{2} = 66.5$$

$$\Delta p_4 = \frac{3714 - 3552}{2} = 81$$

$$\Delta p_5 = \frac{3647 - 3490}{2} = 78.5$$

$$\Delta p_6 = \frac{3553 - 3421}{2} = 65.5$$

La columna 5 es el resultado de elevar el tiempo indimensional \bar{t} (columna 1) a un valor $\alpha = 0.8$ supuesto, que representa flujo de tipo radial y es descrito de manera más amplia en la siguiente sección.

Los valores de la columna 6 muestran la aplicación del principio de superposición y se expresa de acuerdo a las siguientes ecuaciones.

$$\sum_0^n \Delta p(\bar{t})^\alpha = \Delta p_1 * (\bar{t})_n^\alpha + \Delta p_2 * (\bar{t})_{n-1}^\alpha + \dots + \Delta p_n * (\bar{t})_1^\alpha \quad (5.4)$$

Aplicando la ecuación anterior al ejemplo propuesto:

$$\sum_0^1 \Delta p(\bar{t})^\alpha = (10 * 1.0) = 10$$

$$\sum_0^2 \Delta p(\bar{t})^\alpha = (10 * 1.741) + (43 * 1.0) = 60.41$$

$$\sum_0^3 \Delta p(\bar{t})^\alpha = (10 * 2.408) + (43 * 1.741) + (66.5 * 1.0) = 165.443$$

$$\sum_0^4 \Delta p(\bar{t})^\alpha = (10 * 3.031) + (43 * 2.408) + (66.5 * 1.741) + (81 * 1.0) = 330.63$$

$$\sum_0^5 \Delta p(\bar{t})^\alpha = (10 * 3.624) + (43 * 3.031) + (66.5 * 2.408) + (81 * 1.741) + (78.5 * 1) = 546.226$$

$$\sum_0^6 \Delta p(\bar{t})^\alpha = (10 * 4.193) + (43 * 3.624) + (66.5 * 3.031) + \dots + (66.5 * 1.00) = 796.57$$

5.4 EVALUACIÓN DEL EMPUJE HIDRÁULICO DE UN YACIMIENTO DE ACEITE Y DETERMINACIÓN DE LA ECUACIÓN QUE LO REPRESENTA.

Para predecir el comportamiento de un yacimiento con empuje hidráulico natural, es necesario establecer la ecuación que representa la entrada de agua al yacimiento. Esta ecuación es de la forma $We = We(p, t)$; donde p es la presión en la frontera del yacimiento, es decir, en el contacto agua-aceite y t es el tiempo de explotación. Las ecuaciones que generalmente se emplean, para predecir el ritmo de invasión de agua del acuífero son:

- Ecuación de Schilthuis (Régimen permanente)
- Ecuación simplificada de Hurst (Régimen permanente).
- Ecuación de L.T. Stanley (Régimen Transitorio)

5.4.1 Ecuación de Schilthuis (Régimen permanente)

$$We = K \int (p_i - p) dt \quad (5.5)$$

En esta ecuación, basada en la ecuación de Darcy, K es una constante de proporcionalidad que comprende la permeabilidad de la formación, la viscosidad del agua y el área de invasión en la frontera del yacimiento; p_i es la presión inicial del yacimiento (equivalente a la presión en la frontera externa del acuífero); y p , como se indicó, es la presión en la frontera interna del acuífero. La ecuación de Schilthuis representa el comportamiento de acuíferos con flujo en régimen permanente.

La Ec.(5.5) en forma diferencial, es:

$$\frac{dWe}{dt} = K(p_i - p) \quad (5.6)$$

Despejando K y expresando ésta ecuación en diferencias finitas:

$$K = \frac{\Delta We}{(p_i - p)\Delta t} \quad (5.7)$$

Valores semejantes de K para cada periodo indican que el comportamiento de la entrada de agua queda representado por la ecuación de Schilthuis.

5.4.2 Ecuación Simplificada de Hurst (Régimen permanente)

Esta ecuación considera en cierta forma el incremento gradual del radio de drene del acuífero, mediante la introducción en el denominador de la Ec. (5.5) del logaritmo de una constante por el tiempo.

$$W_e = C \int_0^t \frac{(p_i - p)}{\log(at)} \quad (5.8)$$

En forma diferencial:

$$\frac{dW_e}{dt} = \frac{C(p_i - p)}{\log(at)} \quad (5.9)$$

Donde a y C son constantes que se obtienen de la siguiente manera:

De la ecuación de Schilthuis Ec. (5.6) y comparándola con la Ec. (5.9) se establece la igualdad:

$$K = \frac{C}{\log(at)} \quad (5.10)$$

Por lo tanto:

$$K \log(at) = C$$

y

$$K \log(a) + K \log(t) = C \quad (5.11)$$

En esta ecuación, $\log(a)$ y C son constantes, K según se vio varía. Para n periodos de explotación se tiene la suma:

$$\log(a) \sum K_i + \sum (K_i \log(t_i)) = nC \quad (5.12)$$

Para obtener otra expresión con a y C , se multiplica la Ec. (5.11) por t :

$$Kt \log(a) + Kt \log(t) = Ct \quad (5.13)$$

La suma para n intervalos es:

$$\log(a) \sum K_i t_i + \sum (K_i t_i \log(t_i)) = nC \quad (5.14)$$

Resolviendo simultáneamente las Ecs. (5.12) y (5.14) se obtienen a y C .

La ecuación que representa el comportamiento de la entrada de agua es:

$$W_e = C \sum_0^t \frac{(p_i - p)}{\log(at)} \quad (5.15)$$

Para comprobar la precisión que proporciona esta ecuación se comparan los valores obtenidos con la Ec.(5.15) con los calculados con la ecuación de balance de materia, si los resultados coinciden con aceptable aproximación, será esta la ecuación que represente el comportamiento de la entrada de agua al yacimiento.

5.4.3 Ecuación de L.T. Stanley (Régimen Transitorio)

Van Everdingen y Hurst¹⁹ resolvieron la ecuación de difusión para varias condiciones en la frontera y combinaron los resultados con la ecuación de Darcy, formulando una expresión analítica que representa el comportamiento de acuíferos con régimen variable. Para el desarrollo de estas ecuaciones, hicieron las siguientes suposiciones.

- Las fuerzas gravitacionales tienen un efecto despreciable en el flujo.
- La formación es homogénea y simétrica radialmente.
- El flujo es radial y horizontal.

Aún con estas limitaciones se ha observado que el método proporciona buenos resultados al determinar el volumen de agua que invade al yacimiento.

La ecuación propuesta por Van Everdingen y Hurst es:

$$W_e = B \sum_0^t Q(t) \Delta p \quad (5.16)$$

Donde:

$$B = \frac{2\pi \phi C_e R_w^2 h}{5.615} \quad (5.17)$$

$Q(t)$ es la entrada de agua adimensional, que es función del tiempo adimensional, t_D .

L.T. Stanley propone un procedimiento similar simplificado que proporciona resultados equivalentes. La ecuación propuesta es:

$$W_e = C \sum_0^t \Delta p(t)^a \quad (5.18)$$

Stanley observó que las curvas de $Q(t)$ vs. T_D , para los casos de entrada de agua radial o lineal, determinadas por Van Everdingen y Hurst, pueden relacionarse mediante las expresiones siguientes.

$$Q(t) = (t)^{0.8} \quad \text{Para flujo radial} \quad (5.19)$$

$$Q(t) = (t)^{0.5} \quad \text{Para flujo lineal} \quad (5.20)$$

Esta similitud indica que el comportamiento de los acuíferos aludidos queda representado por una simple función exponencial del tiempo indimensional y que los incrementos unitarios de éste pueden seleccionarse en forma arbitraria.

El valor del exponente de la Ec. (5.18) variará entre los límites de 0.5 y 0.8, dependiendo del tipo de flujo; sin embargo se ha comprobado en la práctica que se obtienen resultados satisfactorios usando uno de estos valores límites. De este modo es suficiente ensayar con $\alpha = 0.5$ y $\alpha = 0.8$, y seleccionar el exponente que proporcione mejores resultados.

Cuando se presente el caso de acuíferos limitados, el valor de $(t)^{\alpha}$ permanecerá constante a partir de cierto período de explotación, a semejanza del caso presentado por Hurst y Van Everdingen, en que los gastos adimensionales se mantienen constantes a partir de determinado tiempo adimensional.

5.5 PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS CON ENTRADA DE AGUA Y CASQUETE DE GAS.

El método de Turner puede ser usado para predecir el comportamiento de yacimientos, los cuales tienen una capa o casquete original de gas y/o entrada de agua.

Como se describe en el capítulo 4, el método de Turner combina las ecuaciones de balance de materia, de saturación de aceite y de relación gas aceite, para determinar el comportamiento futuro de los yacimientos.

Consideraciones

- El volumen del yacimiento es constante.
- Existe gas libre inicial.
- Existe producción de agua
- Todo el gas permanece distribuido uniformemente en el yacimiento.

Datos requeridos

Para la aplicación de este procedimiento es necesario contar con la información siguiente:

- Presión inicial del yacimiento ($p_i = p_b$)
- Relación de volumen original de gas @ c.y. al volumen original del aceite @ c.y. m
- Valores de B_o , R_s , B_g , μ_o y μ_g en función de la presión.
- La saturación de agua congénita. S_{wi}
- La saturación residual de aceite. S_{or}
- Valores de K_{rg}/K_{ro} en función de la saturación del aceite o del líquido.
- El valor de $N = N_b$. (Se sugiere la consideración de N como valor unitario)
- Valores de entrada de agua en función de la presión y del tiempo. W_e
- Valores de aceite producido N_p en función de la presión.

Ecuaciones

Para la predicción por el método de Turner se usan las siguientes ecuaciones.

Sabemos que la relación gas-aceite acumulada se define matemáticamente como:

$$R_p = \frac{G_p}{N_p} \quad (4.1)$$

De la Ec.(2.7) de balance volumétrico para el tipo de yacimiento descrito:

$$G_p = R_p N_p = \frac{N \left[(B_t - B_{ii}) + mB_{ii} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \right] - N_p (B_t - R_{si} B_g) + (W_c - W_p)}{B_g} \quad (5.21)$$

De la ecuación general de saturación de aceite (3.40):

$$S_o = \frac{(N - N_p) B_o - \left[\frac{mNB_{ii} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) S_{or}}{1 - S_{wi} - S_{or}} + \frac{(W_c - W_p) S_{or}}{1 - S_{wi} - S_{or}} \right]}{\frac{NB_{oi}}{1 - S_{wi}} - \left[\frac{mNB_{ii} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right)}{1 - S_{wi} - S_{or}} + \frac{(W_c - W_p)}{1 - S_{wi} - S_{or}} \right]} \quad (5.22)$$

De la ecuación de la relación gas - aceite instantánea:

$$RGA = \frac{K_{rg} \mu_o B_o}{K_{ro} \mu_o B_g} + R_s \quad (3.7)$$

Es conveniente que en el cálculo se suponga $N = 1$, de esta manera N_p es la recuperación fraccional de aceite.

De acuerdo con esta consideración las ecuaciones (5.21) y (5.22) quedan expresadas como:

$$G_p = R_p N_p = \frac{(B_t - B_{it}) + mB_{it} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) - N_p (B_t - R_{si} B_g) + (W_e - W_p)}{B_g} \quad (5.23)$$

y

$$S_o = \frac{(1 - N_p) B_o - \left[\frac{mB_{it} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) S_{or}}{1 - S_{wi} - S_{or}} + \frac{(W_e - W_p) S_{or}}{1 - S_{wi} - S_{or}} \right]}{\frac{B_{oi}}{1 - S_{wi}} - \left[\frac{mB_{it} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right)}{1 - S_{wi} - S_{or}} + \frac{(W_e - W_p)}{1 - S_{wi} - S_{or}} \right]} \quad (5.24)$$

Procedimiento de Cálculo

El procedimiento de cálculo fue descrito en el capítulo cuatro, para efectuar la predicción con entrada de agua y/o casquete de gas, se deberán sustituir las ecuaciones (4.5) por (5.23) para la determinación de G_p , descrita en el paso tres y la ecuación (4.6) por (5.24) para el cálculo de saturación de aceite descrito en el paso número cuatro⁷.

De manera que el procedimiento descrito queda:

1. Seccione una caída de presión Δp en el yacimiento, mientras menores sean las caídas de presión en el yacimiento, mayor será la aproximación obtenida en los resultados. Suponga un valor de ΔN_p (incremento de producción acumulativa de aceite) correspondiente al periodo de explotación en que la presión del yacimiento se abate en la Δp seleccionada.
2. Obtenga el valor de N_p .

$$N_p = \sum_0^J \Delta N_p \quad (4.7)$$

3. Determine, aplicando la Ec. (5.23) el valor de G_p al final de cada periodo considerado.

$$G_p = R_p N_p = \frac{(B_t - B_{it}) + mB_{it} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) - N_p (B_t - R_{si} B_g) + (W_e - W_p)}{B_g}$$

4. Calcule el valor de S_o con la Ec. (5.24) a la presión final del periodo considerado.

$$S_o = \frac{(1 - N_p)B_o - \left[\frac{mB_{ii} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) S_{or}}{1 - S_{wi} - S_{or}} + \frac{(W_e - W_p) S_{or}}{1 - S_{wi} - S_{or}} \right]}{\frac{B_{oi}}{1 - S_{wi}} - \left[\frac{mB_{ii} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right)}{1 - S_{wi} - S_{or}} + \frac{(W_e - W_p)}{1 - S_{wi} - S_{or}} \right]}$$

5. Con el valor obtenido de S_o determine la relación de permeabilidades relativas K_{rg}/K_{ro} y a continuación obtenga, mediante la Ec.(3.7), la relación gas aceite instantánea.

$$RGA = \frac{K_{rg} \mu_o B_o}{K_{ro} \mu_o B_g} + R_s$$

6. Determine la \bar{R} entre la presión inicial y la presión final del periodo.

$$\bar{R} = \frac{R_1 + R_2}{2} \quad (4.8)$$

7. Determine ΔG_p para el periodo considerado

$$\Delta G_p = \Delta N_p \bar{R} \quad (4.9)$$

8. Obtenga el valor de G_p .

$$G_p = \sum_0^1 \Delta G_p \quad (4.10)$$

9. El valor obtenido en el paso anterior, se compara con el calculado en el paso 3. si coinciden estos valores, dentro de la tolerancia fijada, se continua con el proceso para el siguiente periodo. En caso contrario, se supone un nuevo valor de ΔN_p y se repite el procedimiento, hasta obtener la aproximación deseada.

Aunque la aproximación es por tanteos, el valor correcto de ΔN_p puede obtenerse gráficamente después de dos ensayos. Para esto es necesario graficar los valores de N_p y G_p obtenidos por las dos ecuaciones. Por este procedimiento se obtienen dos rectas que se intersecan en el punto que indica el valor de N_p que satisface las ecuaciones de balance de materia y de la relación gas-aceite.

CAPÍTULO 6

PROGRAMA DE CÓMPUTO

6.1 INTRODUCCIÓN

Si bien es cierto que la ecuación de balance de materia proporciona valores promedio de la presión de yacimiento, también lo es el hecho de que ante la necesidad de hacer un análisis simple y contando con poca información de producción la ecuación de balance de materia aún representa una excelente alternativa para la predicción de yacimientos, aún cuando dicha ecuación no presenta una gran complejidad matemática, el análisis para la predicción de yacimientos y en el caso particular de este trabajo, yacimientos de aceite, requiere no solo la aplicación de la ecuación, sino el cálculo de diversas propiedades del yacimiento, tanto de los fluidos contenidos en éste, como de propiedades petrofísicas del yacimiento.

Es conveniente entonces el uso de un programa de cómputo que facilite el cálculo de las propiedades del yacimiento y la predicción por abatimiento de presión de yacimientos de aceite de tipo bajosaturado sin entrada de agua, saturado considerando como mecanismo de empuje el gas disuelto liberado y saturado con entrada de agua y casquete de gas.

Uno de los lenguajes de programación más eficientes y con una interfaz gráfica para el usuario más accesible es Visual Basic, ya que además permite crear aplicaciones semejantes a los programas de Windows. Windows, producto introducido por Microsoft en 1985, es el entorno más popular de interfaz gráfica de usuario (GUI).

6.2 VISUL BASIC

Microsoft Visual Basic²⁰ es un sistema de desarrollo diseñado especialmente para crear aplicaciones con interfaz gráfica, de una forma rápida y sencilla. Para soportar este tipo de desarrollos, Visual Basic utiliza fundamentalmente dos herramientas, una que permite realizar los diseños gráficos y un lenguaje de alto nivel.

La palabra "*Visual*" hace referencia al método que se utiliza para crear la interfaz gráfica con el usuario (GUI). El lugar de escribir numerosas líneas de código para describir la apariencia y la ubicación de los elementos de la interfaz, simplemente puede agregar objetos prefabricados en su lugar dentro de la pantalla.

La palabra "*Basic*" hace referencia al lenguaje BASIC (Beginners All-Purpose Symbolic Instruction Code), un lenguaje utilizado por más programadores que ningún otro lenguaje en la historia de la informática o la computación.

Visual Basic ha evolucionado a partir del lenguaje BASIC original y ahora contiene centenares de instrucciones, funciones y palabras clave, muchas de las cuales están directamente relacionadas con la interfaz gráfica de Windows.²¹

Una interfaz gráfica es un mecanismo de comunicación entre el usuario y la aplicación

Visual Basic está centrado en dos tipos de objetos, *ventanas* y *controles* que permiten diseñar sin programar, una interfaz gráfica para una aplicación. Las ventanas son creadas para realizar una aplicación y sobre ellas se dibujan otros objetos llamados controles, tales como las cajas de texto, botones, listas desplegables, etc. Además, cada objeto (ventanas y controles) están ligados a un código que permanece inactivo hasta que el programador lo determine.

Los *controles* son objetos que dibujamos sobre el formulario o *ventana*, tales como etiquetas, cajas de texto, recuadros, casillas de verificación, botones de opción, botones de pulsación, etc.,

La figura 6.0 muestra algunos de los controles más comunes usados en Visual Basic.

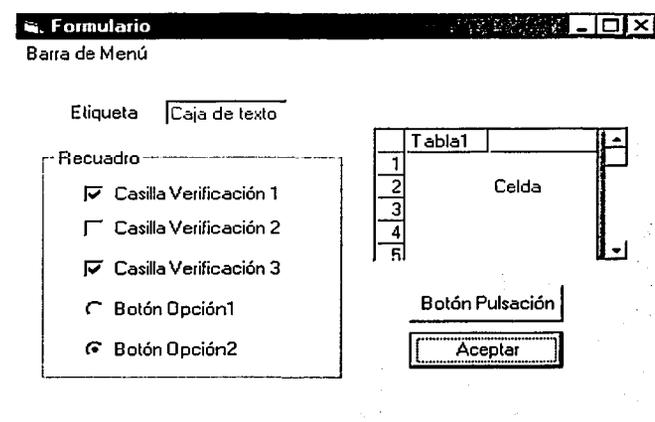


Fig. 6.0 Tipos de Controles comunes en Visual Basic

Visual Basic también incluye como características más sobresalientes:

- Controles 3D
- Una interfaz para múltiples documentos que permiten crear una aplicación con una ventana de aplicación y múltiples ventanas de documento, por ejemplo Microsoft Word (MDI *Multiple Document Interfase*)
- Soporte para intercambio de datos con otras aplicaciones (DDE *Dynamic Data Exchange*)

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

- Soporte para establecer enlaces con Windows y con rutinas escritas en otros lenguajes (DLL Dynamic Link Libraries)
- Soporte para objetos incrustados y vinculados (OLE Object Linking and Embedding)
- Visualización y manipulación de datos de otras aplicaciones Windows utilizando controles OLE.
- Un compilador para añadir ayuda en línea
- Biblioteca que permite manipular bases de datos relacionales, tales como Microsoft Access. (SQL Structured Query Language)
- Un sistema de ayuda en línea
- Una biblioteca de iconos para trabajos profesionales.
- Manipulación de bases de datos de varios formatos
- Un control que permite utilizar las cajas de diálogo más comunes (abrir, guardar como, imprimir, color y fuentes)
- Menús desplegados flotantes
- Un asistente Setup Wizard, para crear los discos de distribución para las aplicaciones.
- Un generador de informes (Crystal Reports) para la creación de informes, listados y documentos a medida, utilizando datos de una base de datos.

Cuando se combina estas características, se dispone de un sistema de desarrollo que permite diseñar rápidamente aplicaciones sofisticadas.²⁰

6.3 DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA (PCYacDell)

6.3.1 Presentación del Programa

Ante la necesidad de hacer más rápidos y eficientes los cálculos relacionados con la predicción del comportamiento primario de los yacimientos de aceite se realizó un programa de cómputo en el lenguaje Visual Basic versión 6.0 con el nombre **“PCYacDell”**, (las siglas hacen referencia a **P**redicción del **C**omportamiento de **Y**acimiento de **a**ceite y las cuatro últimas siglas, al nombre del autor). El programa puede ser cargado como cualquier otro programa de Microsoft, de manera que no requiere la instalación previa de Visual Basic.

PCYacDell se instala mediante el programa de instalación que además instalará otros componentes adicionales al producto desde el CD-ROM al disco duro.* Para poder instalar el programa, es necesario comprobar ciertos requisitos de hardware y software como.

* No es posible copiar simplemente los archivos del CD-ROM en el disco duro y ejecutar PCYacDell. Debe usarse el programa de instalación que descomprime e instala los archivos en los directorios apropiados.

- Microsoft Windows 95 o posterior, o Microsoft Windows NT Workstation 4.0
- 486DX/66MHz o modelo superior de procesador
- Una unidad de CD-ROM
- Pantalla VGA o de mayor resolución compatible con Microsoft Windows.
- 16MB de RAM para Windows 95, 32MB en RAM para Microsoft Windows NT Workstation.
- Un mouse u otro dispositivo de puntero.

- Para realizar la instalación desde el CD-ROM

- Inserte en disco en la unidad CD-ROM
- Si el sistema operativo es Windows, abra el Explorador de Windows, Unidad de CD-ROM, Paquete.
- Seleccione (Setup)
- Siga las instrucciones de instalación que aparecen en pantalla.

El objetivo de este programa es hacer la predicción de yacimientos de aceite de tipo bajosaturado sin entrada de agua, yacimientos con empuje por gas liberado, yacimientos saturados con entrada de agua y/o casquete de gas en función del agotamiento de la presión del yacimiento. La presentación es mostrada en la figura 6.1



Fig 6.1 Pantalla de Presentación del Programa

El programa fue desarrollado en un ambiente semejante a algunos programas de Windows con la finalidad de facilitar al usuario el empleo del programa.

La predicción implica un procedimiento complejo, en el que la validez de los datos es determinante en los resultados, este programa contempla la posibilidad de no contar con suficiente información básica, por lo que calcula algunas propiedades fundamentales.

Para los yacimientos cuya presión es mayor a la presión de burbujeo (Bajosaturados), es posible calcular compresibilidades, tanto de la formación (C_f), como de los fluidos contenidos en el yacimiento, (C_w, C_o), además de la relación de solubilidad (R_s) para el aceite. Las ecuaciones y correlaciones empleadas para el cálculo de dichas propiedades son descritas en el capítulo 1 de este trabajo.

Para los yacimientos cuya presión de burbujeo es mayor que la presión del yacimiento[†], es posible calcular algunas propiedades de los fluidos como viscosidad del aceite (μ_o), viscosidad del gas (μ_g), factor de compresibilidad (z) sin impurezas y considerando la existencia de componentes no hidrocarburos. Las ecuaciones y correlaciones empleadas para el cálculo de dichas propiedades son descritas en el capítulo 1 de este trabajo. Además el programa permite calcular la relación de permeabilidades relativa (K_{rg}/K_{ro}) a partir de datos de producción y por medio de correlaciones. Las ecuaciones y correlaciones empleadas para el cálculo de dichas propiedades son descritas en el capítulo 3 de este trabajo. La siguiente pantalla muestra lo expuesto anteriormente.

Datos

Archivo Cálculos

Datos Básicos

Presión Inicial Psia Sat agua congénita %

Presión de Burbujeo Psia Factor m Adim

Temperatura del Yacimiento °F Intervalo de Presión Psia

Compresibilidad del aceite 1/psi E-6 Número de datos PVT

Compresibilidad del agua 1/psi E-6 Número de puntos de saturación

Compresibilidad de la formación 1/psi E-6 Factor de vol. del agua (Bw)

Relación de Permeabilidades vs Saturación

Sg (Frac)	Kg/Ko
[Gráfico]	

Calcular por

- Datos de Producción
- Ecuaciones Empíricas

Calcular

Predicción de Yacimiento de tipo

- Bajosaturado
- Con empuje de gas liberado
- Saturado con casquete de gas y entrada de agua

Aceptar

Salir

Propiedades de los Fluidos (PVT)

Presión	Bg	Bo	R _s (cl/stb)	Z	Visc ac.	Visc gas
[Gráfico]						

Valores a Calcular:

- Viscosidad del aceite
- Z Sin Impurezas
- Viscosidad del gas
- Z Con No Hidrocarburos

Calcular Limpiar

Fig 6.2 Pantalla Principal del Programa

[†] Es común llamar Yacimientos Saturados a aquellos yacimientos que presentan casquete inicial de gas desde el inicio de su explotación y cuya $P_1 < P_b$.

6.3.2 Barra de Menú

La figura 6.2 muestra en la esquina superior derecha una barra de menús (*Archivo y Cálculos*), el menú *Archivo* presenta lo siguiente.

Datos	
Archivo	Cálculos
Nuevo	Ctrl+N
Abrir	Ctrl+O
Guardar	Ctrl+S
Salir	Ctrl+X

Fig. 6.3 Menú *Archivo*

La primera opción “**Nuevo Ctrl+N**”, borra cualquier dato se haya sido introducido en las cajas de texto o en las celdas de una tabla, la presentación después de seleccionar esta opción es semejante a la presentada en la figura 6.2. También puede presionar las teclas **Ctrl+N** con el mismo resultado.

La segunda opción “**Abrir Ctrl+O**”, hace que aparezca el siguiente cuadro de diálogo:

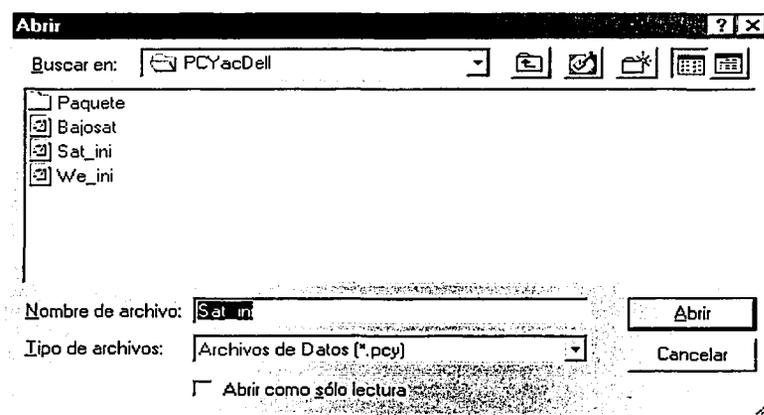


Fig. 6.4 Cuadro de diálogo *Abrir*

El programa únicamente desplegará aquellos archivos que tengan la extensión (*.pcy), estos archivos pueden leerse como archivos de texto si se desea desde el Explorador de Windows, la extensión .pcy hace referencia a (predicción del comportamiento de yacimientos)

La tercera opción “**Guardar Ctrl.+S**”, hace que aparezca el siguiente cuadro de diálogo:

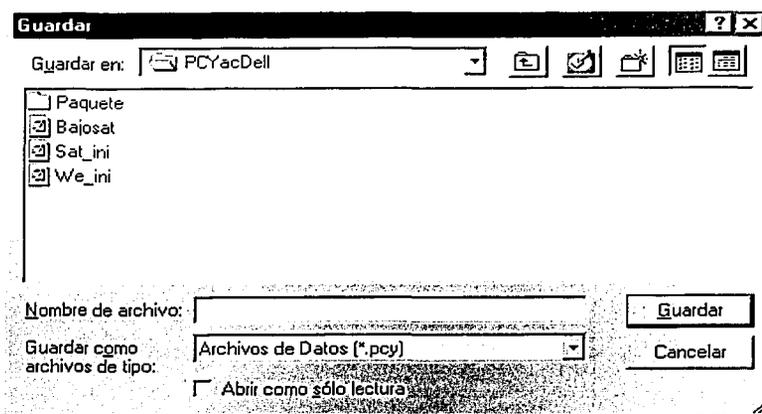


Fig. 6.5 Cuadro de diálogo *Guardar*

Los archivos guardados tendrán la extensión predeterminada (*.pcy), para poder ser abiertos por este programa.

La cuarta opción “**Salir Ctrl.+X**”, finaliza el programa, cerrando todas las aplicaciones.

El menú *Cálculos*, fue diseñado para la etapa de bajosaturación, y calcula la relación de solubilidad (R_s), La Compresibilidad del aceite(C_o), del agua(C_w) y de la formación (C_f)

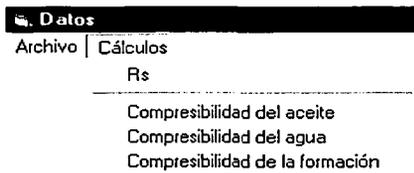


Fig. 6.6 Menú *Cálculos*

La primera opción “**Rs**”, se muestra en la figura 6.7 y calcula la relación de solubilidad (R_s) para un yacimiento bajosaturado en función de la presión del yacimiento, la densidad relativa del aceite en °API y la temperatura del yacimiento en °F. El resultado aparece en la parte inferior de la ventana una vez que el botón “*Calcular*” ha sido accionado. El botón “*Salir*” no ejecuta la salida del programa, únicamente sale de la pantalla activa.

La segunda opción del menú *Cálculos* permite calcular la “**Compresibilidad del aceite**” (C_o) para un yacimiento bajosaturado en función de la presión del yacimiento, la densidad relativa del gas en °API, la densidad del gas, la relación de solubilidad y la temperatura del yacimiento, donde las unidades están claramente especificadas. El resultado aparece en la parte inferior de la ventana una vez que el botón “*Calcular*” ha sido accionado. El botón “*Salir*” no ejecuta la salida del programa, únicamente sale de la pantalla activa. (Ver figura 6.8)

La correlación empleada para el cálculo de esta propiedad es la propuesta por Vázquez y Beggs desarrollada en el Tema 1.3.1 de este trabajo.

Calculo de Rs

P = 2600 psi

γ_{api} = 35

T = 160 F

Calcular Salir

Rs= 637.979429978127 cu ft/bl

Fig. 6.7 Pantalla para el cálculo de R_s

Calculo de C_o

Calculo de C_o a P>Pb

P = 2600 psi

γ_{api} = 35

γ_g = 0.8

R_s = 750 scf/STB

T = 160 F

Calcular Salir

Fig. 6.8 Pantalla para el cálculo de C_o

La tercera opción “**Compresibilidad del agua**” se muestra en la figura 6.9 y calcula la Compresibilidad del agua (C_w), para un yacimiento bajosaturado en función de la presión del yacimiento, la salinidad del agua y la temperatura del yacimiento en °F. El resultado aparece en la parte inferior de la ventana una vez que el botón “*Calcular*” ha sido accionado. El botón “*Salir*” no ejecuta la salida del programa, únicamente descarga la pantalla activa.

La correlación empleada para el cálculo de esta propiedad es la propuesta por Osif desarrollada en el Tema 1.3.1 de este trabajo.

La cuarta opción del menú *Cálculos* permite calcular la “**Compresibilidad de la formación**” (C_f) para un yacimiento bajosaturado en función de la porosidad. El resultado aparece en la parte inferior de la ventana una vez que el botón “*Calcular*” ha sido accionado. El botón “*Salir*” no ejecuta la salida del programa, únicamente sale de la pantalla activa. (Ver figura 6.10)

La correlación empleada para el cálculo de esta propiedad es la propuesta por Hall desarrollada en el Tema 1.3.1 de este trabajo.

Fig. 6.9 Pantalla para el cálculo de C_w

Fig. 6.10 Pantalla para el cálculo de C_r

6.3.3 Datos Básicos

De la figura 6.2 puede advertirse que existe un recuadro cuyo título es "Datos Básicos" donde se solicita al usuario introduzca los valores para hacer las predicción del yacimiento.

Es importante aclarar que, de la validez de los datos, dependerá la buena predicción, por lo tanto es necesario introducir los datos en las unidades requeridas.

La presión inicial y la presión de burbujeo son fundamentales, ya que en función de estas el programa puede identificar si la predicción es congruente.

De acuerdo al tipo de yacimiento del que se pretenda hacer la predicción, deberán llenarse únicamente ciertos datos en este recuadro de datos básicos. De manera que si se trata de un yacimiento bajosaturado, bastará llenar la primera columna de datos requeridos y el valor de la saturación de agua congénita. (Ver figura 6.11).

Para un yacimiento cuya presión es menor que la presión de burbujeo, los valores de las compresibilidades, no son necesarios. Sin embargo, los datos de la columna derecha son muy importantes.

El "Factor m" requerido es la relación del volumen original de gas @ c.y. el volumen original del aceite @ c.y.

El "Intervalo de Presión" solicitado es el intervalo de presión al cual se efectuará la predicción de los yacimientos de tipo saturado con entrada de agua y casquete de gas y yacimientos con empuje por segregación gravitacional.

El "Número de datos PVT" es el número de datos que envía el laboratorio como resultado de un análisis PVT.

El "Número de puntos de saturación", es el número de datos o puntos conocidos de la relación de permeabilidades, con respecto a la saturación de gas. Es evidente que para un yacimiento bajosaturado, donde solo existe fase líquida, no existe un valor de permeabilidad al gas y por lo tanto no hay valores de K_g/K_o .

Datos					
Archivo Cálculos					
Datos Básicos					
Presión Inicial	2500	Psia	Sat agua concénita	20	%
Presión de Burbujeo	2500	Psia	Factor m	0	Adim
Temperatura del Yacimiento	180	°F	Intervalo de Presión	200	Psia
Compresibilidad del aceite	0	1/psi E-6	Número de datos PVT	13	
Compresibilidad del agua	0	1/psi E-6	Número de puntos de saturación	6	
Compresibilidad de la formación	0	1/psi E-6	Factor de vol. del agua [Bw]	1.013	

Fig. 6.11 Recuadro de Datos Básicos

6.3.4 Cálculo de Propiedades de los fluidos (PVT)

La figura 6.12 ilustra el recuadro de "Propiedades de los fluidos PVT" y el recuadro ubicado en la parte inferior a éste "Valores a calcular". El número de renglones que aparecen en la tabla que corresponde al recuadro "Propiedades de los fluidos" dependerá del valor introducido en "Número de datos PVT" del recuadro de "Datos Básicos".

El recuadro "Valores a Calcular", permite determinar algunas de las propiedades PVT en caso de no tenerlas como dato del laboratorio, mediante la selección de las casillas de verificación deseadas. Así entonces es posible determinar:

La Viscosidad del aceite (μ_o) cuya correlación propuesta por Beggs y Robinson está en función de la relación de solubilidad, temperatura y densidad relativa del aceite en °API. (Ver Sección 1.3.3).

La Viscosidad del gas (μ_g) cuya correlación propuesta por Lee está en función de la densidad relativa del gas y de la temperatura. (Ver Tema 1.3.4).

Factor de compresibilidad (z) sin impurezas. La ecuación empleada para el cálculo es la propuesta por Standing y Katz y está en función, la presión, la temperatura y la densidad relativa del gas. (Ver Tema 1.3.4)

Factor de compresibilidad (z) considerando la presencia de componentes no hidrocarburos como CO₂ y H₂S. La ecuación empleada para el cálculo es la propuesta por Wichert y Asís y está en función de las fracciones molares de CO₂ y H₂S, la presión, la temperatura y la densidad relativa del gas. (Ver Tema 1.3.4)

Propiedades de los Fluidos (PVT)							
	Presión	B _g	B _o	R _s (cf/stb)	Z	Visc ac.	Visc gas
3	2100	0.00128	1.429	617			0.0162
4	1900	0.00144	1.395	565			0.0158
5	1700	0.001634	1.361	513			0.0154
6	1500	0.001884	1.327	461			0.015
7	1300	0.002206	1.292	409			0.0146
8	1100	0.002654	1.258	357			0.0142
9	900	0.0033	1.224	305			0.0138

Valores a Calcular		
<input checked="" type="checkbox"/> Viscosidad del aceite	<input type="radio"/> Z Sin Impurezas	<input type="button" value="Calcular"/>
<input type="checkbox"/> Viscosidad del gas	<input checked="" type="radio"/> Z Con No Hidrocarburos	<input type="button" value="Limpiar"/>

Fig. 6.12 Recuadro "Propiedades de los fluidos (PVT)" y "Valores a Calcular"

El botón "Limpiar" de la figura 6.12 borra cualquier selección hecha en el recuadro "Valores a calcular".

El botón "Calcular" de la figura 6.12 mostrará una ventana como en la figura 6.13 donde se solicitan datos adicionales a los datos básicos para el cálculo de las propiedades seleccionadas.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

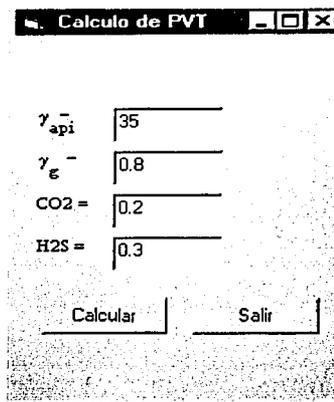


Fig. 6.13 Pantalla para el calculo de Propiedades PVT

La selección del botón "Calcular" de la figura 6.13 modificará automáticamente las celdas en la tabla de "Propiedades de los fluidos (PVT)" de la propiedad seleccionada.

La selección del botón "Salir" únicamente descargará esta pantalla.

6.3.5 Cálculo de la relación de Permeabilidades Relativas

En el recuadro mostrado en la figura 6.14 "Relación de Permeabilidades vs. Saturación", el número de renglones de la tabla corresponde al valor introducido en "Numero de puntos de saturación" del recuadro "Datos Básicos" (Ver Fig. 6.11), en caso de no contar con estos datos, el programa permite dos alternativas adicionales para la obtención de la relación de permeabilidades mediante dos casillas de opción que se describen a continuación.

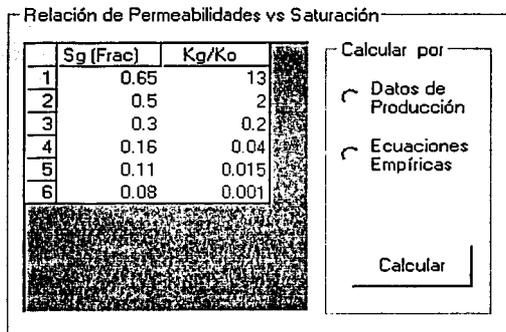


Fig. 6.14 Recuadro "Relación de Permeabilidades vs. Saturación"

A diferencia del botón "Aceptar", el botón "<<Regresar" de la figura 6.15, no minimiza, descarga ésta ventana (cierra ésta ventana).

El botón "Salir" de la figura 6.15, descarga todas las ventanas, sale del programa.

El recuadro de "Evaluación de entrada de agua" es útil únicamente para la predicción la entrada de agua, por lo que en esta sección no será descrito.

La ventana de "Historia de producción" que aparece en la figura 6.15 también cuenta con una barra de menú "Archivo" y tiene características semejantes a la barra de menú "Archivo" de la ventana "Principal" a excepción de que los archivos abiertos y guardados como datos de producción tendrán la extensión (*.pcz) en lugar de (*.pcy) que es la extensión de los archivos de datos básicos. La diferencia en las extensiones es con la finalidad de facilitar al usuario la identificación del tipo de archivo a abrir.

6.3.6 Predicción de Yacimientos

Una vez que se han introducido los datos para la predicción del yacimiento, deberá seleccionarse el tipo de yacimiento para hacer la predicción y ésta selección se hace en el recuadro "Predicción de Yacimiento de tipo", de la ventana "Principal", mostrado en la figura 6.16. El botón "Aceptar" de este recuadro, activará la ventana correspondiente al tipo de predicción deseada.

Predicción de Yacimiento de tipo

Bajosaturado

Con empuje de gas liberado

Saturado con casquete de gas y entrada de agua

Aceptar

Fig. 6.16 Recuadro "Predicción de Yacimientos"

Yacimiento bajosaturado

Para la predicción de un yacimiento bajosaturado sin entrada de agua, se mostrará una ventana como en la figura 6.17 donde es posible hacer la predicción del volumen original de aceite a partir de datos de producción, o bien el cálculo de volumen de aceite producido a partir del volumen original como dato.

El botón de opción "Volumen Original de aceite (N)" calcula el volumen original de aceite @ c.s. empleando la ecuación de balance de materia (Ec.2.20) desarrollada en el Tema 2.2.

El botón de opción "*Volumen de aceite producido (N_p)*" calcula el volumen de aceite producido empleando la misma ecuación (2.20), pero activará automáticamente la caja de texto correspondiente al valor de N para que éste sea introducido.

El botón "*Calcular*" muestra el resultado de (N) en caso de haber sido esta la selección, en una caja de texto que aparecerá al lado derecho de la etiqueta " N =", además desplegará una columna en el lado derecho de la tabla mostrando la Producción acumulativa de gas (G_p). Si la selección fue "*Volumen de aceite producido*" se desplegarán dos columnas al lado derecho de la tabla mostrando el Volumen de aceite Producido (N_p) y la producción acumulativa de gas (G_p).

	Presión	Bo	Np(MMSTB)
1	3555	1.27	0
2	3260	1.28	3.5

Fig. 6.17 Ventana de Predicción de yacimientos bajosaturados sin entrada de agua.

Yacimiento con segregación gravitacional

Al seleccionar el botón de opción Yacimiento "*Con empuje por gas liberado*" (ver Fig.6.16) se mostrara una ventana como la mostrada en la figura 6.18.

Los valores de presión mostrados en la primera columna corresponden a los decrementos de presión introducidos en la caja de texto "*Intervalo de presión*" del recuadro de "*Datos Básicos*" de la ventana "*Principal*".

El botón "*Aceptar*" ubicado en la parte inferior de la etiqueta "*Interpolación de B_o , B_g , R_s , μ_o/μ_g .*", Interpola los valores de la ventana "*Principal*" del recuadro de "*Propiedades de los fluidos PVT*", de la ventana "*Principal*".

En el recuadro de "*Predicción*" presenta dos alternativas para evaluar la relación de permeabilidades relativas.

El botón del opción “Datos de la tabla de saturaciones” Interpola los valores de la tabla de saturaciones ilustrada en la figura 6.14.

El botón de opción “Calculo de datos PVT”, interpola los valores obtenidos de la ventana “Historia de Producción” ilustrada en la figura 6.15.

El botón “Calcular” efectuará la predicción de acuerdo con el método propuesto por Tarnier y descrito en el capítulo 4 de este trabajo. Se incluye una caja de texto para limitar el valor mínimo de predicción.

Es importante mantener la secuencia para el cálculo, esto implica introducir el valor de la saturación crítica de gas, presionar el botón “Aceptar” para interpolar los valores de las propiedades PVT, seleccionar la opción de valores de K_{rg}/K_{ro} a considerar, introducir el valor mínimo de predicción y finalmente pulsar el botón “Calcular”.

El botón “Regresar” descarga la ventana.

El botón “Salir” sale del programa.

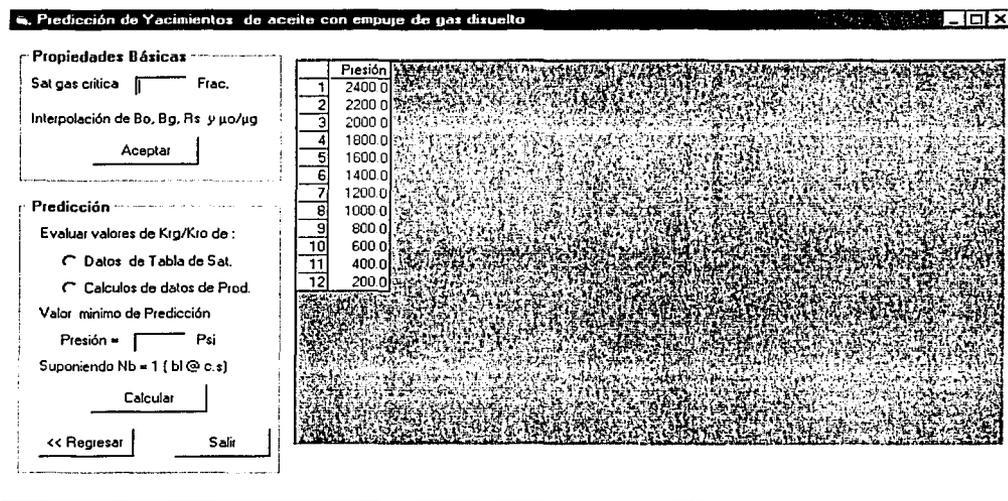


Fig. 6.18 Ventana de Predicción de Yacimientos con segregación gravitacional

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Yacimiento con entrada de agua y/o casquete de gas

Al seleccionar el botón de opción Yacimiento "Saturado con casquete de gas y entrada de agua" (ver Fig.6.16) se mostrara una ventana como la mostrada en la figura 6.20, siempre que la ventana de "Historia de Producción" esté en uso, de lo contrario se mostrará un mensaje de error, indicando que se requieren datos de producción.

La figura 6.19 muestra la sección de la ventana "Historia de producción" requerida para la predicción de un yacimiento con entrada de agua y/o casquete de gas.

En ésta sección se calcula la entrada de agua al yacimiento empleando la ecuación de balance de materia y en función de éste valor, se obtiene cuatro constantes que, permitirán la determinación de la ecuación que representa el comportamiento de la entrada de agua al yacimiento.

La caja de texto, "Periodo de explotación" indica el intervalo de tiempo para el que se hará el cálculo de la entrada de agua y los sucesivos cálculos para la evaluación de la entrada de agua..

La caja de texto, "Tiempo límite" es el valor final para el cual se harán los cálculos de la evaluación de entrada de agua. Es muy conveniente que el valor del tiempo límite corresponda con el valor final del tiempo conocido de los datos de producción.

El botón que corresponde a "Evaluar We con EBM" calcula el valor de la entrada de agua empleando la ecuación de balance de materia a partir de los datos de producción introducidos un la parte superior de este recuadro.

El botón correspondiente a "Determinar coeficientes para definir ecuación representativa de We", evalúa los coeficientes de Schilthuis, Hurst modificada y Stanley para flujo lineal y radial desarrollados ampliamente en el capítulo 5 de este trabajo.

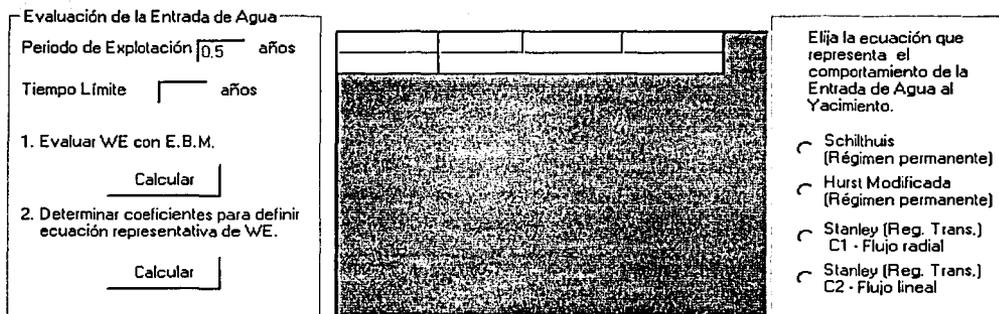


Fig 6.19 Ventana "Historia de Producción", recuadro, "Evaluación de Entada de Agua"

Finalmente, después de obtener todos los resultados, deberá hacerse un análisis de los coeficientes con base en los criterios especificados en el tema 5.4 y deberá indicarse en el recuadro derecho, la ecuación que represente el comportamiento de la entrada de agua al yacimiento. Después pulse el botón "Aceptar" ubicado abajo del botón "Cálculo de Krg/Kro" (ver Fig. 6.15)

Para evitar errores en el programa, es recomendable mantener la secuencia descrita.

	Presión
1	3300.0
2	3000.0
3	2700.0
4	2400.0
5	2100.0
6	1800.0
7	1500.0
8	1200.0
9	900.0
10	600.0
11	300.0

Fig. 6.19 Ventana de Predicción de yacimientos de aceite con casquete de gas y entrada de agua

Los valores de presión mostrados en la primera columna corresponden a los decrementos de presión introducidos en la caja de texto "Intervalo de presión" del recuadro de "Datos Básicos" de la ventana "Principal".

El botón "Aceptar" ubicado en la parte inferior de la etiqueta "Interpolación de B_g , R_s , μ_w/μ_g ", interpola los valores de la ventana "Principal" del recuadro de "Propiedades de los fluidos PVT", de la ventana "Principal".

El segundo botón "Aceptar" correspondiente a la etiqueta "Interpolación de W_e y tiempo", interpola los valores de la entrada de agua al yacimiento de acuerdo con la ecuación seleccionada como modelo de entrada de agua.

El botón "Calcular" efectuará la predicción de acuerdo con el método descrito en el Tema 5.5 de este trabajo. Se incluye una caja de texto para limitar el valor mínimo de predicción.

Es importante mantener la secuencia para el cálculo, esto implica introducir el valor de la saturación crítica de gas, presionar el botón "Aceptar" para interpolar los valores de las propiedades PVT, seleccionar la opción de valores de K_{rg}/K_{ro} a considerar, introducir el valor mínimo de predicción y finalmente pulsar el botón "Calcular".

El botón "Regresar" descarga la ventana.

El botón "Salir" sale del programa

6.4 EJEMPLOS

Ejemplo 1[‡].

Considere un yacimiento con las características mostradas en la figura 6.21.

Datos Básicos

Presión Inicial: 2500 Psia Sat agua condénita: 20 %
 Presión de Burbujeo: 2500 Psia Factor m: 0 Adim
 Temperatura del Yacimiento: 180 °F Intervalo de Presión: 200 Psia
 Compresibilidad del aceite: 0 1/psi E-6 Número de datos PVT: 13
 Compresibilidad del agua: 0 1/psi E-6 Número de puntos de saturación: 6
 Compresibilidad de la formación: 0 1/psi E-6 Factor de vol. del agua (Bw): 1.013

Relación de Permeabilidades vs Saturación

	Sg (Frac)	Kg/Ko
1	0.65	13
2	0.5	2
3	0.3	0.2
4	0.16	0.04
5	0.11	0.015
6	0.08	0.001

Propiedades de los Fluidos (PVT)

	Presión	Bg	Bo	Rg (cf/stb)	Z	Visc ac.	Visc gas
1	2500	0.001048	1.498	721	0.7864	0.488	0.017
2	2300	0.001155	1.463	669	0.7847	0.539	0.0166
3	2100	0.00128	1.429	617	0.7865	0.595	0.0162
4	1900	0.00144	1.395	565	0.7922	0.658	0.0158
5	1700	0.001634	1.361	513	0.8019	0.726	0.0154
6	1500	0.001884	1.327	461	0.8157	0.802	0.015
7	1300	0.002206	1.292	409	0.8332	0.887	0.0146

Predicción de Yacimiento de tipo

Bajasaturado
 Con empuje de gas liberado
 Saturado con casquete de gas y entrada de agua

Botones: Calcular, Limpiar, Salir

Fig. 6.21 Ejemplo de Yacimiento cuya $P_i < P_b$

Como la P es menor que P_b se hará la predicción para un yacimiento con empuje por gas liberado, además como tenemos datos de K_{rg}/K_{ro} en la tabla de saturaciones, no es necesario entrar a la ventana de "Historia de Producción", por lo que podemos hacer directamente la predicción, los resultados son mostrados en la figura 6.22

[‡] Este ejemplo fue tomado de la referencia 1 en el capítulo correspondiente a la aplicación del método de J. Turner

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

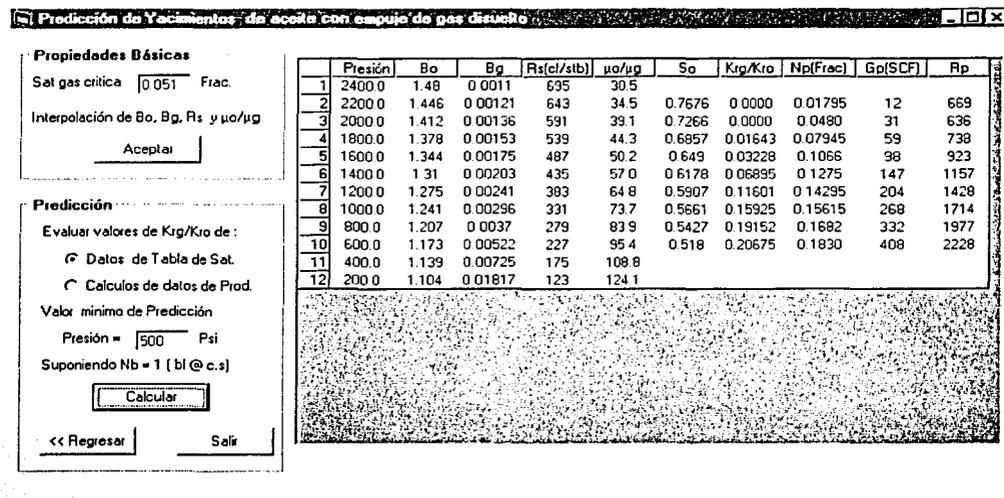


Fig. 6.22 Resultados de Predicción para un yacimiento cuya $P_i < P_b$ con empuje de gas liberado.

Es importante mencionar que los resultados obtenidos con el programa PCYacDell fueron comparados con los resultados dados por el autor de la referencia mencionada y concuerdan satisfactoriamente.

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

Ejemplo 2[§]

Considere un yacimiento cuya $P_i < P_b$ y además se tienen datos de producción y valores de volumen de agua producida. (Ver Fig. 6.23)

Principal
[-] [x]

Archivo Cálculos

Datos Básicos

Presión Inicial	3500	Psia	Sat agua concénita	25	%
Presión de Burbujeo	3500	Psia	Factor m	0.5	Adim
Temperatura del Yacimiento	195	°F	Intervalo de Presión	300	Psia
Compresibilidad del aceite	0	1/psi E-6	Número de datos PVT	6	
Compresibilidad del agua	0	1/psi E-6	Número de puntos de saturación	4	
Compresibilidad de la formación	0	1/psi E-6	Factor de vol. del agua (Bw)	1.013	

Relación de Permeabilidades vs Saturación

	Sg (Frac)	Kg/Ko
1	0.06	0.005
2	0.15	0.06
3	0.23	1
4	0.65	10

Calcular por

Datos de Producción

Ecuaciones Empricas

Calcular

Propiedades de los Fluidos (PVT)

	Presión	Bg	Bo	Rt(cf/stb)	Z	Visc ac.	Visc gas
1	3500	0.000821	1.55	1500	0.869	0	0.0136
2	3000	0.000933	1.518	1430	0.848	0	0.0136
3	2700	0.00102	1.486	1360	0.822	0.09928	0.0136
4	2400	0.00114	1.45	1280	0.816	0.11832	0.0136
5	2100	0.00127	1.414	1180	0.796	0.136	0.0136
6	1800	0.00155	1.375	1070	0.832	0.1904	0.0136

Predicción de Yacimiento de tipo

Bajosaturado

Con empuje de gas liberado

Saturado con casquete de gas y entrada de agua

Aceptar

Salir

Valores a Calcular

Viscosidad del aceite Z Sin Impurezas Calcular

Viscosidad del gas Z Con No Hidrocarburos Limpiar

Fig 6.23 Datos de Yacimiento cuya $P_i < P_b$ y con valores de W_p

TESIS CON
 FALTA DE ORIGEN

[§]Este ejemplo fue tomado de la referencia 7 en el capítulo correspondiente a la evaluación de entrada de agua.

Los valores de producción y el análisis de la entrada de agua es la se presentan a continuación (Figura 6.24):

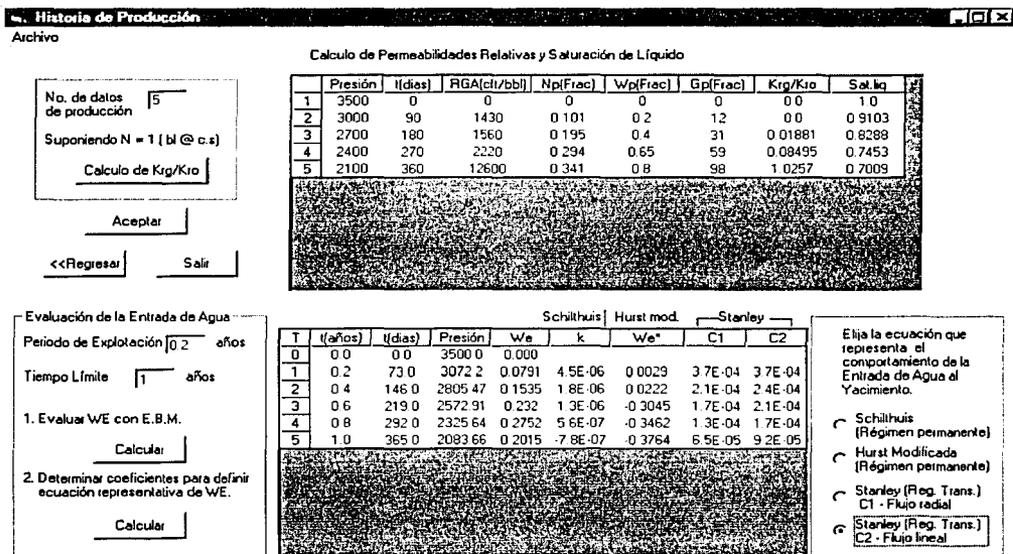


Fig. 6.24 Valores de producción y resultados de la evaluación de la entrada de agua

De la figura 6.24 puede verse que las cuatro últimas columnas de la tabla inferior muestran las constantes que permitirán determinar la ecuación que representa el comportamiento de la entrada de agua al yacimiento, y de éstas se hace evidente que la última columna presenta valores más semejantes entre sí, es por ello que en el recuadro de ecuaciones a elegir se seleccionó la ecuación de Stanley con flujo lineal.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Los resultados de la predicción son los presentados en la figura 6.25

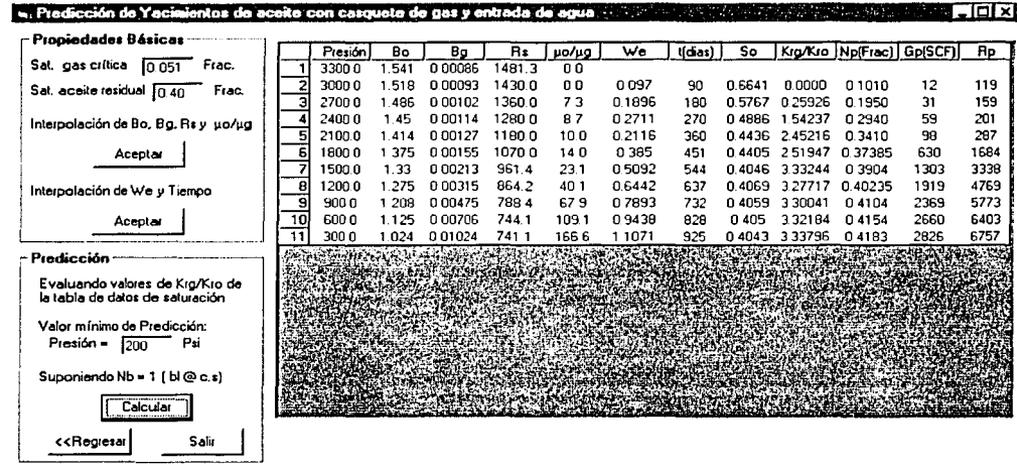


Fig. 6.25 Resultados de la predicción para el yacimiento del ejemplo 2

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

CONCLUSIONES

- En la etapa inicial del yacimiento es más conveniente hacer una predicción del comportamiento de los yacimientos de aceite con la ecuación de balance de materia, que con procedimientos complejos como son los simuladores.
- La aplicación de la ecuación de balance de materia puede indicar si se requiere el uso de un simulador numérico
- Para la aplicación de la ecuación de balance de materia se utilizan valores promedio del yacimiento y no la información tan detallada que requieren los simuladores.
- El tiempo de predicción con la ecuación de balance de materia es mucho menor que el de un simulador, debido a la naturaleza de los datos.
- La ecuación de balance de materia abate tiempos y en consecuencia costos.
- Si bien actualmente se emplean simuladores para la predicción del comportamiento primario de yacimientos de aceite, la ecuación de balance de materia continúa siendo un método confiable.
- Es necesario el desarrollo, de procedimientos y programas propios, con la finalidad generar tecnología para y del país.
- Ante la necesidad de hacer más rápidos y eficientes los cálculos relacionados con la predicción del comportamiento primario de los yacimientos de aceite se realizó un programa de cómputo en el lenguaje Visual Basic
- La predicción implica un procedimiento complejo, en el que la validez de los datos es determinante en los resultados, éste programa contempla la posibilidad de no contar con suficiente información como análisis PVT, por lo que calcula algunas propiedades fundamentales.
- El programa es flexible y permite predecir en forma rápida el comportamiento de los yacimientos de aceite en condiciones de bajosaturación sin entrada de agua, con entrada de agua y casquete de gas y yacimientos cuyo mecanismo de empuje es el gas liberado.
- La validez de los resultados del programa fue corroborada con ejemplos de tres diferente bibliografías.

RECOMENDACIONES

- Antes de hacer una predicción con un simulador, es conveniente hacer la predicción por un método menos sofisticado como la ecuación de balance de materia.
- Es fundamental verificar la validez de los datos antes de ser introducidos a cualquier modelo matemático.
- El programa realizado puede ser modificado y mejorado para obtener otros parámetros necesarios para predicciones más complejas.
- Para un funcionamiento eficiente del programa desarrollado en este trabajo, se sugiere mantener la secuencia descrita para los cálculos realizados.
- Para validar completamente los resultados obtenidos, será necesaria la comparación de un caso real, con otro modelo para la predicción de yacimientos de aceite.

LISTA DE FIGURAS

		Página.
Capítulo 1		
Fig 1.1	Diagrama de fases de una mezcla de hidrocarburos	1
Fig 1.2	Distribución de las saturaciones de fluidos en un sistema de desplazamiento de aceite con agua en presencia de una fase gaseosa.	6
Fig 1.3	Efecto de la segregación gravitacional en la recuperación total y en la relación Gas – Aceite Instantánea	8
Fig 1.4	Gráfica de Porosidad vs. Compresibilidad efectiva de la formación.	10
Fig 1.5	Diagrama de Factor de Volumen vs. Presión	11
Fig 1.6	Forma típica de B_g vs. Presión a temperatura cte.	13
Fig 1.7	Comportamiento típico de B_t vs. Presión	13
Fig 1.8	Forma típica de μ_o vs. Presión	14
Fig 1.9	Forma típica de μ_g vs. Presión a tres temperaturas	15
Fig 1.10	Forma típica del Factor de compresibilidad (z) vs. Presión a temperatura constante.	16
Fig 1.11	Obtención de la permeabilidad al líquido.	19
Fig 1.12	Comportamiento típico de R_s vs. Presión.	21
Capítulo 2		
Fig 2.1	Representación del cambio en la distribución de los fluidos en el yacimiento provocado por la explotación.	25
Capítulo 3		
Fig 3.1	Representación esquemática de un yacimiento con Entrada de agua.	34
Fig 3.2	Representación esquemática de un yacimiento con Entrada de agua y casquete de gas.	36
Capítulo 5		
Fig 5.1	Estudio de yacimientos de cinco campos en un acuífero Cerrado en la formación Ellenburger Tx.	42
Fig 5.2	Sección geológica transversal del Yacimiento Torchlight Tensleep, Wyoming.	43
Fig 5.3	Distribución de presiones a diferentes tiempos en un Acuífero infinito, flujo radial.	43
Fig 5.4	Distribución de presiones en un acuífero finito o limitado.	44

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

Fig 5.5	Distribución de presiones en un acuífero que aflora, y en el que alcanza un flujo en régimen permanente.	44
Fig 5.6	Arreglo de presiones empleado para representar aproximadamente la historia de presión del yacimiento	45
Fig 5.7	Distribución de presiones en un acuífero debido a dos abatimientos de presión iguales, impuestos a intervalos iguales de tiempo.	46

Capítulo 6

Fig 6.0	Tipos de controles comunes en Visual Basic	56
Fig 6.1	Pantalla de presentación del programa	58
Fig 6.2	Pantalla principal del programa	59
Fig 6.3	Menú <i>archivo</i>	60
Fig 6.4	Cuadro de diálogo <i>abrir</i>	60
Fig 6.5	Cuadro de diálogo <i>Guardar</i>	61
Fig. 6.6	Menú Cálculos	61
Fig. 6.7	Pantalla para el cálculo de R_s	62
Fig. 6.8	Pantalla para el cálculo de C_o	62
Fig. 6.9	Pantalla para el cálculo de C_v	63
Fig. 6.10	Pantalla para el cálculo de C_f	63
Fig. 6.11	Recuadro de datos básicos	64
Fig. 6.12	Recuadro "Propiedades de los fluidos (PVT)	65
Fig. 6.13	Pantalla para el cálculo de propiedades PVT	66
Fig. 6.14	Recuadro "Relación de permeabilidades vs. Saturación"	66
Fig. 6.15	Historia de producción	67
Fig. 6.16	Recuadro "Predicción de yacimientos"	68
Fig. 6.17	Ventana de predicción de yacimientos bajosaturados Sin entrada de agua	69
Fig. 6.18	Ventana de predicción de yacimientos con segregación Gravitacional	70
Fig. 6.19	Recuadro "Evaluación de la entrada de agua"	71
Fig. 6.20	Ventana de predicción de yacimientos de aceite con Casquete de gas y entrada de agua	72
Fig 6.21	Ejemplo de yacimiento cuya $p < p_b$	73
Fig. 6.22	Resultado de predicción para el ejemplo 1	74
Fig. 6.23	Datos de yacimiento ejemplo2	75
Fig. 6.24	valores de producción y resultados de la entrada De agua	76
Fig. 6.25	Resultados de la predicción para el ejemplo2	77

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

NOMENCLATURA

B_g	Factor de volumen del gas	$pie^3_g @c.y./ pie^3_g @c.s.$
B_o	Factor de volumen del aceite	$bbl @c.y./ bbl @c.s.$
B_f	Factor de volumen de las dos fases	$pie^3_{o+g} @c.y./ bbl @c.s.$
B_w	Factor de volumen del agua	$pie^3_w @c.y./ pie^3_w @c.s.$
C	Constante	
C	Compresibilidad	psi^{-1}
C_f	Compresibilidad de la formación	psi^{-1}
C_g	Compresibilidad del gas	psi^{-1}
C_o	Compresibilidad del aceite	psi^{-1}
C_w	Compresibilidad del agua	psi^{-1}
E	Expansión	pie^3
E_v	Eficiencia volumétrica	
G	Volumen original de gas @ c.s.	pie^3
G_p	Producción acumulativa de gas @ c.s.	pie^3
K	Constante	
K_a	Permeabilidad absoluta	Darcy
K_g	Permeabilidad al gas	Darcy
K_{ef}	Permeabilidad efectiva a un fluido	Darcy
K_{eg}	Permeabilidad efectiva al gas	Darcy
K_{eo}	Permeabilidad efectiva al aceite	Darcy
K_{ew}	Permeabilidad efectiva al agua	Darcy
K_f	Permeabilidad a un fluido	Darcy
K_L	Permeabilidad al líquido	Darcy
K_o	Permeabilidad al aceite	Darcy
K_{rf}	Permeabilidad relativa a un fluido	Darcy
K_{rg}	Permeabilidad relativa al gas	Darcy
K_{ro}	Permeabilidad relativa al aceite	Darcy
K_{rw}	Permeabilidad relativa al agua	Darcy
K_w	Permeabilidad al agua	Darcy
m	Relación del volumen original de gas @ c.y. al volumen original del aceite @ c.y.	$pie^3_g @c.y./bbl_o @c.y.$
n	Variable	
N	Volumen original de aceite @ c.s.	$bbl @ c.s.$
N_b	Volumen de aceite a p_b y T_y @ c.s.	$bbl @ c.s.$
N_p	Producción acumulativa de aceite @ c.s.	$bbl @ c.s.$
p	Presión	lb/pg^2
\bar{p}	Presión media del yacimiento	lb/pg^2
p_i	Presión inicial	lb/pg^2
p_b	Presión de burbujeo o saturación	lb/pg^2
p_{pc}	Presión pseudo-crítica	lb/pg^2
p_{pr}	Presión pseudo-reducida	lb/pg^2
p_{wf}	Presión de fondo fluyendo	lb/pg^2
p_{ws}	Presión estática	lb/pg^2

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

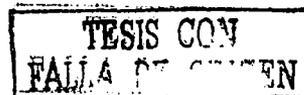
\bar{q}	gasto medio	bbbl/día
$Q(t)$	Entrada de agua indimensional	
Q	Gasto de producción	bbbl/día
r_e	Radia de drene del pozo	pie
r_w	Radio del pozo	pie
R	Constante de los gases	lb-pg ² -pie ³ /°Rmole-lb
R	Radio de drene en el acuífero	pie
\bar{R}	Relación gas aceite instantánea media	pie ³ /bbbl _o
RGA	Relación gas aceite instantánea	pie ³ /bbbl _o
R_{ew}	Radio externo del acuífero	pie
R_p	Relación gas-aceite producida	pie ³ /bbbl _o
R_s	Relación de gas disuelto-aceite o solubilidad	pie ³ /bbbl _o
R_w	Radio interno del acuífero	pie
S	Saturación	Frac.
S_{gizig}	Saturación de gas inicial en la zona invadida de gas.	Frac.
S_{oicg}	Saturación de aceite inicial en la capa de gas	Frac.
S_{orzg}	Saturación de aceite residual en la zona invadida de gas.	Frac.
S_{orzl}	Saturación de aceite residual en la zona lavada	Frac.
S_{oziw}	Saturación de aceite en la zona invadida por agua	Frac.
S_{wziw}	Saturación de agua en la zona invadida por agua	Frac.
T	Temperatura	°F
t	Tiempo	días
\bar{t}	Tiempo indimensional o número del periodo de explotación.	
t_D	Tiempo adimensional	
T_c	Temperatura crítica	°F
T_{pc}	Temperatura pseudo-crítica	°F
T_{pr}	Temperatura pseudo-reducida	
V	Volumen	pie ³
V_p	Volumen de poros	pie ³
V_{or}	Volumen de aceite residual	bbbl _o
V_{ozig}	Volumen de aceite en la zona invadida de gas	bbbl _o
V_{oziw}	Volumen de aceite en la zona invadida de gas	bbbl _o
V_{ozni}	Volumen de aceite en la zona no invadida	bbbl _o
V_{pzig}	Volumen de poros en la zona invadida por gas	pie ³
V_{pzni}	Volumen de poros en la zona no invadida	pie ³
V_s	Volumen de sólidos	pie ³
W	Volumen de agua en al acuífero	pie ³
W_e	Entrada de agua acumulativa al yacimiento	pie ³

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

W_p	Producción acumulativa de agua @ c.s.	pie ³
Z	Factor de compresibilidad del gas	
γ	Densidad relativa	
ϕ	Porosidad	
μ	Viscosidad	cp
μ_{om}	Viscosidad del aceite muerto	cp
ρ	Densidad	lb _m /pie ³

SUBÍNDICES

a	Atmosférica, aire
b	Burbujeo
c	Crítica, connata
d	Disuelto
f	Fluidos, formación
g	Gas
i	Inicial, invadido
l	Lavado, libre
o	Aceite
p	Producción acumulada, poros
r	Reducida, residual
t	Total
w	Agua
sc	condiciones estándar
y	Yacimiento
z	Zona



REFERENCIAS

1. Basbush, B., José Luis., "Apuntes de la materia Comportamiento de Yacimientos", Facultad de Ingeniería, UNAM.
2. Osif, T.L. "The effects of SALT, Gas, Temperature and Pressure on the compressibility of Water", SPERE (Feb 1988).
3. Hall, Howard N., "Compressibility of Reservoir Rocks", Trans AIME, 1953.
4. Garaicochea, Francisco., "Transporte de Hidrocarburos por ductos", Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C. 1991.
5. McCain, William D. Jr., "The properties of petroleum fluids", Second Edition, Penn Well Books.
6. Standing, M. B., "Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems", SPE, Richardson, Tx. (1977).
7. Craft, B.C. and Hawkins M., "Applied Petroleum Reservoir Engineering", Second Edition, Prentice Hall PTR., 1991
8. Vázquez, M. and Beggs, H.D., "Correlations for Fluid Physical property Prediction", JPT, (June 1980).
9. Beggs, H.D. and Robinson, J. R., "Estimating the Viscosity of crude Oil Systems", JPT, (Sep. 1975)
10. Lee, A.L. et al, "The Viscosity of Natural Gases", Trans. AIME (1942).
11. Standing, M.B. and Katz D.L. "Density of Natural Gases", Trans. AIME (1942).
12. Wichert, E, and Asís, K: "Calculate z's for Sour Gases", Hydrocarbon Processing, May 1972.
13. Villamar, V. Manuel, Apuntes de la materia de Caracterización de Yacimientos. 2001.
14. Slider, "Worldwide Practical Petroleum Reservoir Engineering Methods", Penn Well Books.
15. Ralph, J. Schilthuis, "Active Oil and Reservoir Energy", Trans. AIME (1936)

16. Hawkins, M.F., "Material Balances in Expansion Type Reservoirs Above Bubble Point", Trans. AIME (1955).
17. Torcaso, M.A. and Wyllie, M.R., "A Comparison of Calculated K_g/K_o Ratios with a Correlation of Field Data" Trans. AIME (1958).
18. Corey, A.T., "The Interrelation between Gas and Oil Relative Permeabilities", Prod, Monthly, 1954.
19. Van Everdingen, A. F., and Hust, W., "The Application of the Laplace Transformation to Flow Problems in Reservoirs", Trans. AIME (1949).
20. Cevallos, Francisco J., "Enciclopedia de Microsoft Visual Basic 4", RA-MA Editorial, 1997.
21. Microsoft Corporation, "Microsoft Visual Basic 6.0 Manual del programador", Mc. Graw Hill, 1998.