



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

*PROGRAMA PARA ESTIMAR EL VOLUMEN
ORIGINAL EN YACIMIENTOS DE ACEITE
VOLÁTIL Y LAS CARACTERÍSTICAS DEL
ACUÍFERO ASOCIADO*

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :
EVIA DEL PUERTO OLIVOS LIZBETH ABIU



DIRECTOR: Dr. FERNANDO SAMANIEGO VERDUZCO

MEXICO, D. F., CD. UNIVERSITARIA MAYO 2006



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

ÍNDICE

CAPÍTULOS	PÁGINAS.
1.- INTRODUCCIÓN	1
2.- CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS.	
2.1. De acuerdo al diagrama de fases	3
2.2. De acuerdo al tipo de roca.	9
2.3. De acuerdo al tipo de Trampa.	9
2.4. De acuerdo al tipo de empuje predominante.	9
2.5. De acuerdo a la presión Original.	10
2.6. Determinación de los parámetros de los fluidos.	10
2.6.1. Métodos de campo	10
2.6.2. Métodos de laboratorio.	12
2.6.2.1. Diferentes métodos de laboratorio.	13
3.- MÉTODOS DE DETERMINACIÓN DE VOLUMEN ORIGINAL DE ACEITE	
3.1. Método de Isopacas.	14
3.2. Método de Cimas y Bases.	15
3.3. Método de Isohidrocarburos.	15
3.4. Ecuación General de Balance de Materia.	16
3.4.1. Historia	16
3.4.2. Ecuación de Balance de Materia para yacimientos Bajo Saturados	17
4.4.3. Desarrollo de la Ecuación General De Balance de Materia	19
4.4.3.1. Consideraciones de la Ecuación General de Balance de Materia	20
3.5. Cálculo De Reservas	23.

4.- EVALUACIÓN DE LA ENTRADA DE AGUA A LOS YACIMIENTOS

4.1. Clasificación de los Acuíferos.	24
4.2. Determinación de la Entrada Acumulativa de Agua al Yacimiento	25
4.3. Evaluación del Empuje Hidráulico.	26
4.4. Principio de superposición.	28
4.5. Clasificación de los Acuíferos de Acuerdo al Tipo de Flujo	
4.5.1. Flujo Lineal.	30
4.5.2. Flujo Radial.	33

5.- DESARROLLO DEL MÉTODO PARA ESTIMAR EL VOLUMEN ORIGINAL DE ACEITE Y PARÁMETROS DEL ACUÍFERO

5.1. Optimización de la Ecuación General de Balance de Materia.	34
5.2. Programa de Cómputo.	37
5.2.1. Características del Programa.	37
5.2.2. Información Necesaria.	37
5.2.3. Programa.	38
5.2.3.1. Inicio y Ventana Principal	38
5.2.3.2. Descripción del campo en estudio.	40
5.2.3.3. Características del yacimiento.	40
5.3. Validación y aplicación del programa.	44

CONCLUSIONES.	53
---------------	----

NOMENCLATURA	54
--------------	----

BIBLIOGRAFÍA.	57.
---------------	-----

INTRODUCCIÓN

El objetivo de la ingeniería de yacimientos es obtener la recuperación máxima económicamente posible de hidrocarburos de un yacimiento petrolero. Para que se logre este objetivo el ingeniero encargado del estudio de yacimientos utiliza principios científicos, en los cuales se basa para desarrollar modelos y métodos que nos ayuden a predecir el comportamiento del yacimiento bajo diferentes alternativas de producción y recuperación de hidrocarburos.

Un modelo matemático de simulación de yacimientos consiste en un número determinado de ecuaciones que expresan el principio de conservación de la masa y o energía. Dichas ecuaciones son ecuaciones diferenciales en derivadas parciales “no lineales” y su solución es posible únicamente en forma numérica y de manera discreta.

Lo que podemos obtener con el simulador:

- Comportamiento de un campo de aceite con diferentes mecanismos de desplazamiento: Inyección de agua, gas, depresionamiento natural o uso de algún método de recuperación mejorada.
- Movimientos de fluidos.
- Optimizar sistemas de recolección
- Conocer la cantidad de gas almacenado.
- Definir valores de parámetros en el yacimiento para llevar a cabo estudios económicos.

Para llevar a cabo una simulación de yacimientos se necesitan los datos petrofísicos del yacimiento que son los siguientes:

- Porosidad.
- Permeabilidad.
- Saturación del agua aceite y gas.
- Permeabilidad relativa del agua gas y aceite.
- Compresibilidad de la formación.

Propiedades PVT de los fluidos

- Factor de volumen del agua del aceite y del gas.
- Relación de solubilidad.
- Viscosidad del agua, aceite, y del gas.
- Compresibilidad del agua aceite y gas.

Para el desarrollo integral de un campo, es muy importante conocer las reservas de hidrocarburos (volumen original) que se tienen en el yacimiento. Existen diversos métodos y técnicas que permiten cuantificar el volumen original y la predicción del comportamiento de este tipo de yacimientos; sin embargo, estos no son totalmente satisfactorios, debido básicamente a la simplificación de ciertos aspectos físicos.

Datos de producción y de relación de flujo:

- Gasto de aceite. contra. Tiempo
- Gasto de gas. contra. Tiempo
- Gasto de agua contra. Tiempo

Estos datos nos sirven para conocer los ritmos de producción y declinación de la presión.

- Índice de productividad IP.
- Índice de inyectividad i.e.

En este caso no se introduce el estado mecánico de los pozos porque estamos estudiando el comportamiento del yacimiento únicamente. Pero en el caso de que se este simulando hasta la producción se requiere de los siguientes parámetros.

- Profundidad, indicar si es vertical direccional o desviado.
- Diámetro interior del pozo
- Características de las TR' S, Diámetro, profundidad, peso, grado.
- Tipos de terminación
 - Diámetro peso grado de las TP's.
 - Equipos para métodos artificiales de producción

Para hacer un estudio económico de un yacimiento necesitamos los siguientes parámetros:

- Precio del barril de aceite
- Costo del pozo.
- Limite económico.
- Precio del gas
- Gastos de operación
- Presión de fondo fluyendo mínima.
-

El presente trabajo tiene como objetivo presentar un simulador basado en métodos matemáticos, para cuantificar el volumen original y los parámetros del acuífero asociado en yacimientos de aceite volátil. Este método consiste en resolver la ecuación general de balance de materia, la cual considera la posibilidad de la variación de la composición de los fluidos contenidos en el yacimiento, a través de un proceso de optimización con base a la extracción del yacimiento, el cual permite estimar parámetros del sistema yacimiento – acuífero, tales como el volumen original de aceite, la relación de la dimensión radial del acuífero relativa a la del yacimiento, la constante de conversión del tiempo adimensional y la constante de entrada de agua de Van Everdingen y Hurst.

CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS

2.1. DESCRIPCIÓN DE LOS DIFERENTES TIPOS DE YACIMIENTOS DE ACUERDO AL DIAGRAMA DE FASES.

Al aumentar la profundidad de las acumulaciones de petróleo, este se encuentra a condiciones de presión y temperatura más elevada, lo que influye en la relación de componentes ligeros y pesados que contiene. El contenido de componentes ligeros se incrementa con la temperatura y ésta, a su vez con la profundidad, dando como resultado que los hidrocarburos líquidos encontrados a mayor profundidad sean fluidos de tipo ligero, con grandes volúmenes de gas en solución, los cuales al llevarse a la superficie presentan encogimientos fuertes.

Los fluidos provenientes de un yacimiento en tales condiciones, son el resultado de las series de cambios termodinámicos que ha experimentado la mezcla original de hidrocarburos, debido a los cambios en la presión y temperatura en su trayecto desde el seno de la roca almacenadora hasta las estaciones de recolección. Lo anterior, da como resultado que los fluidos no mantengan las mismas características iniciales de los fluidos del yacimiento. Esto conduce a situaciones en las que los conceptos y procedimientos de análisis P.V.T convencionales dejan de ser aplicables, y se requiere la revisión tanto de algunos aspectos relativos al uso de técnicas modificadas de obtención de parámetros, así como las consideraciones termodinámicas básicas que fundamentan su interpretación práctica.

La figura 2.1. presenta un diagrama presión temperatura para el caso del aceite en un yacimiento.

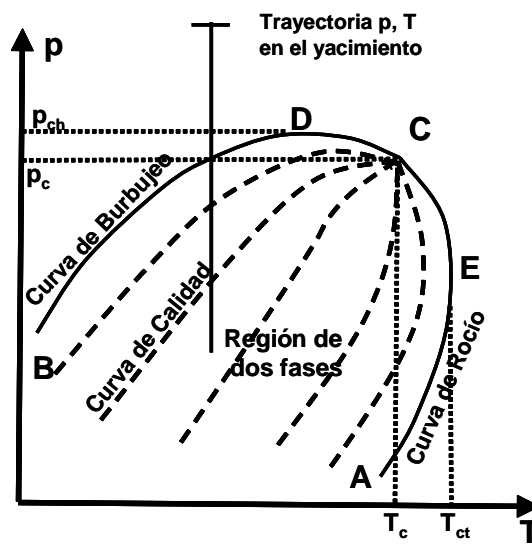


Fig.2.1 Diagrama típico de p-T para una mezcla multicomponente.

YACIMIENTOS DE ACEITE Y GAS DISUELTO DE BAJO ENCOGIMIENTO

La temperatura del yacimiento es menor que la temperatura crítica de la mezcla; la figura 2.2 muestra que en este tipo de yacimientos el punto crítico generalmente está situado a la derecha de la crincondenbara y las curvas de calidad se cargan predominantemente hacia la línea de puntos de rocío. Si la presión en el yacimiento es mayor que la presión de burbuja de sus fluidos, a la temperatura del yacimiento, se dice que se trata de un yacimiento bajo saturado. Si la presión en el yacimiento es igual o menor que la presión de burbuja de sus fluidos, se dice que el yacimiento es, o está, saturado.

Las condiciones de producción en la superficie se localizan en la región de dos fases y dan lugar a relaciones gas-aceite bajas, generalmente menores de $200 \text{ m}^3 / \text{m}^3$ con aceites oscuros de alta densidad, más de 0.85 gr. /cm^3 , siendo el gas generalmente pobre en licuables, menos de $30 \text{ Bls. /}10^6 \text{ ft}^3$.

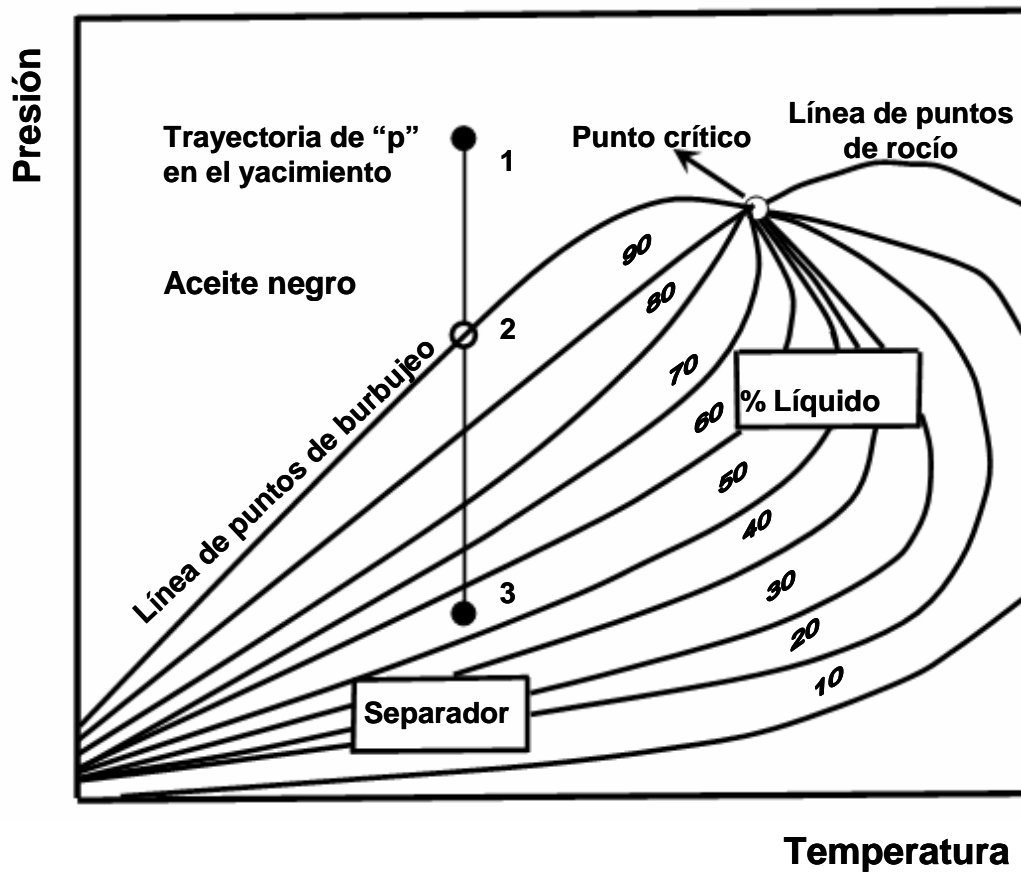


Fig.2.2 Diagrama de fases de un aceite negro típico.

YACIMIENTOS DE ACEITE Y GAS DISUELTOS DE ALTO ENCOGIMIENTO (ACEITE VOLÁTIL)

En los yacimientos de aceite volátil (Fig 2.3) se observa que la temperatura de la formación almacenadora es menor, pero cercana, a la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos que contiene; su punto crítico está cerca de la cricondenbara y las líneas de calidad están relativamente separadas de la línea de punto de rocío, lo que indica un alto contenido de componentes intermedios. La denominación de volátiles se deriva de la característica particular de que la temperatura del yacimiento es cercana a la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos que contiene, lo que hace que el equilibrio de fases sea precario y que cambios de pequeña magnitud en la presión o en la temperatura, produzcan modificaciones importantes en los volúmenes de líquido y gas coexistentes. La relación típica gas - aceite esta entre 200 y 1000 m^3/m^3 , con densidad entre 0.85 y 0.75 $\text{gr.}/\text{cm}^3$, los licuables pueden ser tan altos como 70 Vds. / 10^6 Ft^3

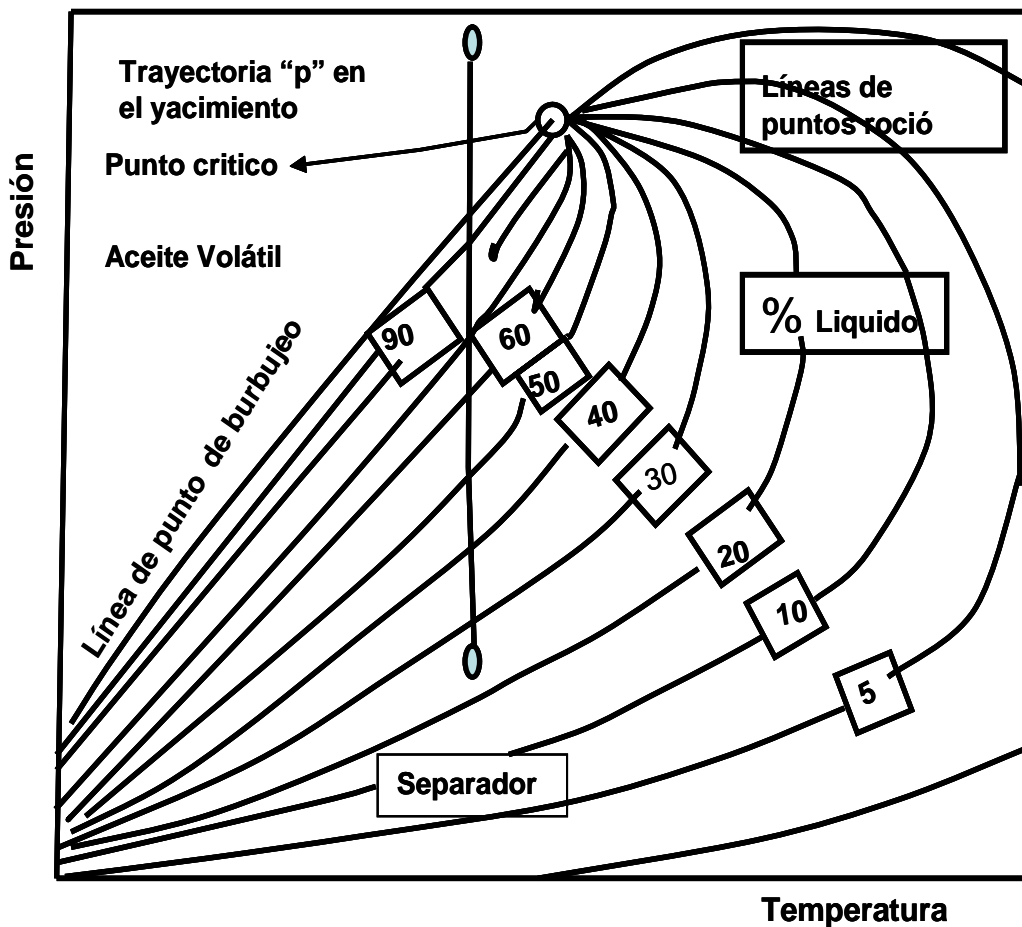


Fig.2.3. Yacimientos de aceite y gas disueltos de alto encogimiento
(Aceite volátil)

YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO

Se presentan cuando la temperatura del yacimiento cae entre la temperatura crítica y la cricondenterma de la mezcla de hidrocarburos en la forma ilustrada en la figura 2.4; El punto crítico generalmente cae a la izquierda de la cricondenbara y las líneas de calidad se cargan predominantemente hacia la línea de puntos de burbujeo. Si la presión del yacimiento es superior a la presión de rocío de la mezcla, los fluidos se encuentran inicialmente en estado gaseoso. La relación gas- aceite varía entre los 1000 y 10000 m^3/m^3 dependiendo de las etapas de separación los licuables varían de 50 a 70 bls / 10^6ft^3 . La densidad varían entre 0.80 y 0.75 gr/cm^3 . En este tipo de yacimientos ocurre la condensación retrograda.

Condensación retrograda: Cuando en el yacimiento se produce una reducción isotérmica de la presión y se cruza la presión de rocío, se entra a la región de dos fases ocurriendo dicho fenómeno donde las fracciones pesadas e intermedias se depositan como líquido en los poros de la roca; los hidrocarburos no logran fluir hacia los pozos debido a que raramente se alcanza la saturación crítica del líquido.

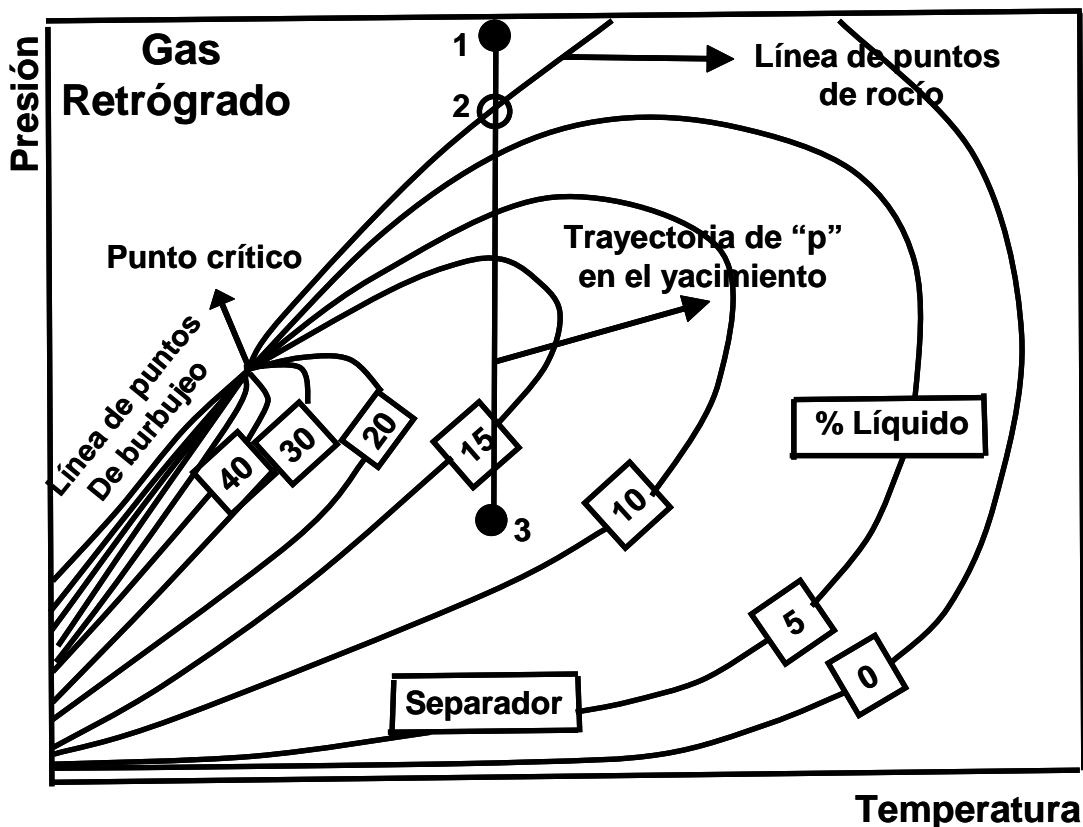
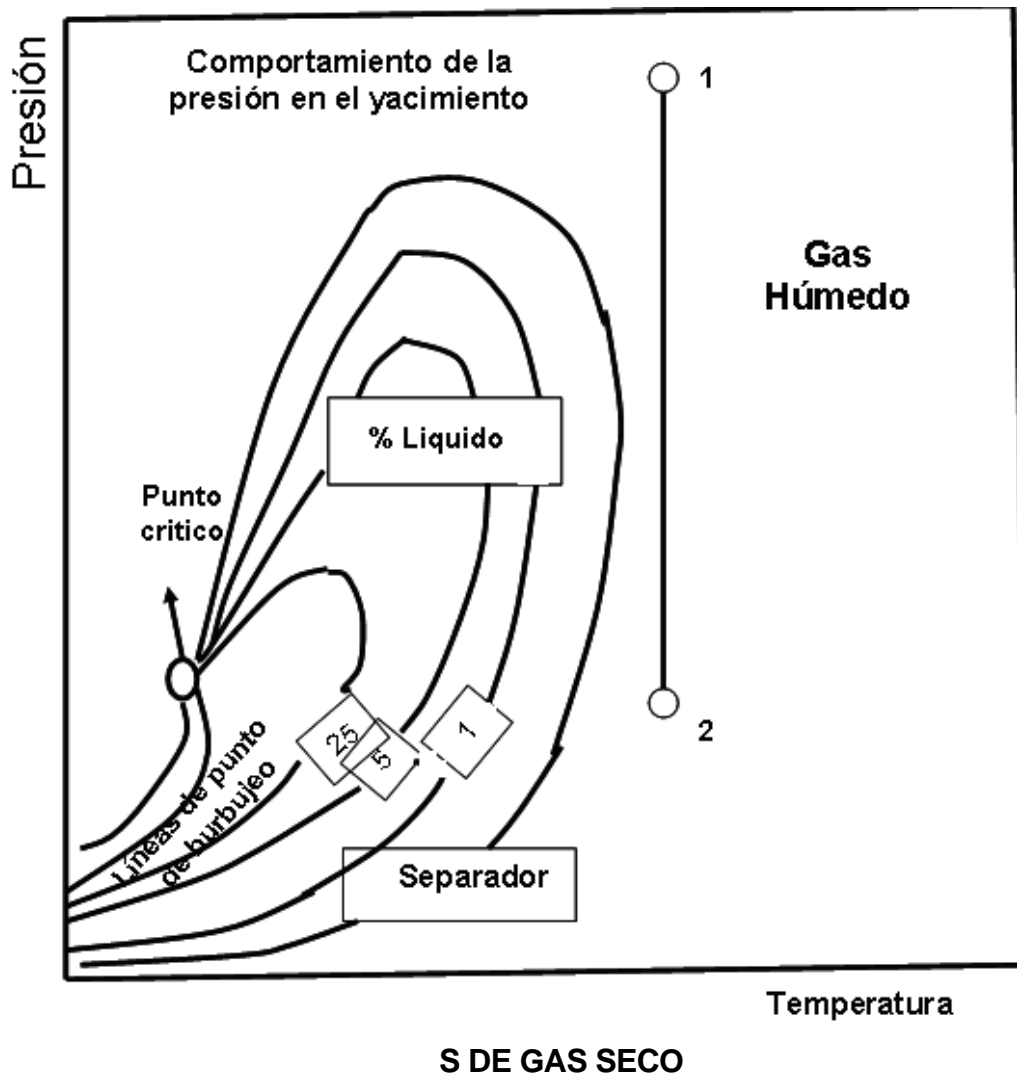


Fig.2.4 Diagrama de fases de un yacimiento de gas y condensado

YACIMIENTOS DE GAS HÚMEDO

En estos yacimientos la temperatura del yacimiento es mayor que la cricondeterma de la mezcla en la forma mostrada en la figura 2.5. por tal razón nunca se tendrán dos fases en el yacimiento solo gas. Cuando los fluidos llegan a la superficie entran en la región de dos fases, generando relaciones gas aceite que varían entre 10000 y 20000 m³/m³; el líquido recuperable tiende a ser transparente, con densidades menores de 0.75 gr / cm³ y el contenido de licuables en el gas generalmente es bajo, menor de 30 bls / 10⁶ft³.



ig. 2.5
Dia
gra
ma
de
fase
s de
un
yaci
mie
nto
típic
o de
gas
hú
me
do.

Estos yacimientos principalmente contienen metano con bajas cantidades de etano y propano y más pesados (fig.2.6); a diferencia de los de gas húmedo estos yacimientos nunca entran a la región de dos fases en la superficie durante su explotación, por lo que siempre esta en la región de estado gaseoso. Teóricamente los

yacimientos de gas seco no producen líquidos en la superficie; sin embargo, la diferencia entre un gas seco y un húmedo es arbitraria, y generalmente un yacimiento se considera seco cuando la relación gas aceite es superior a $20000 \text{ m}^3 / \text{m}^3$.

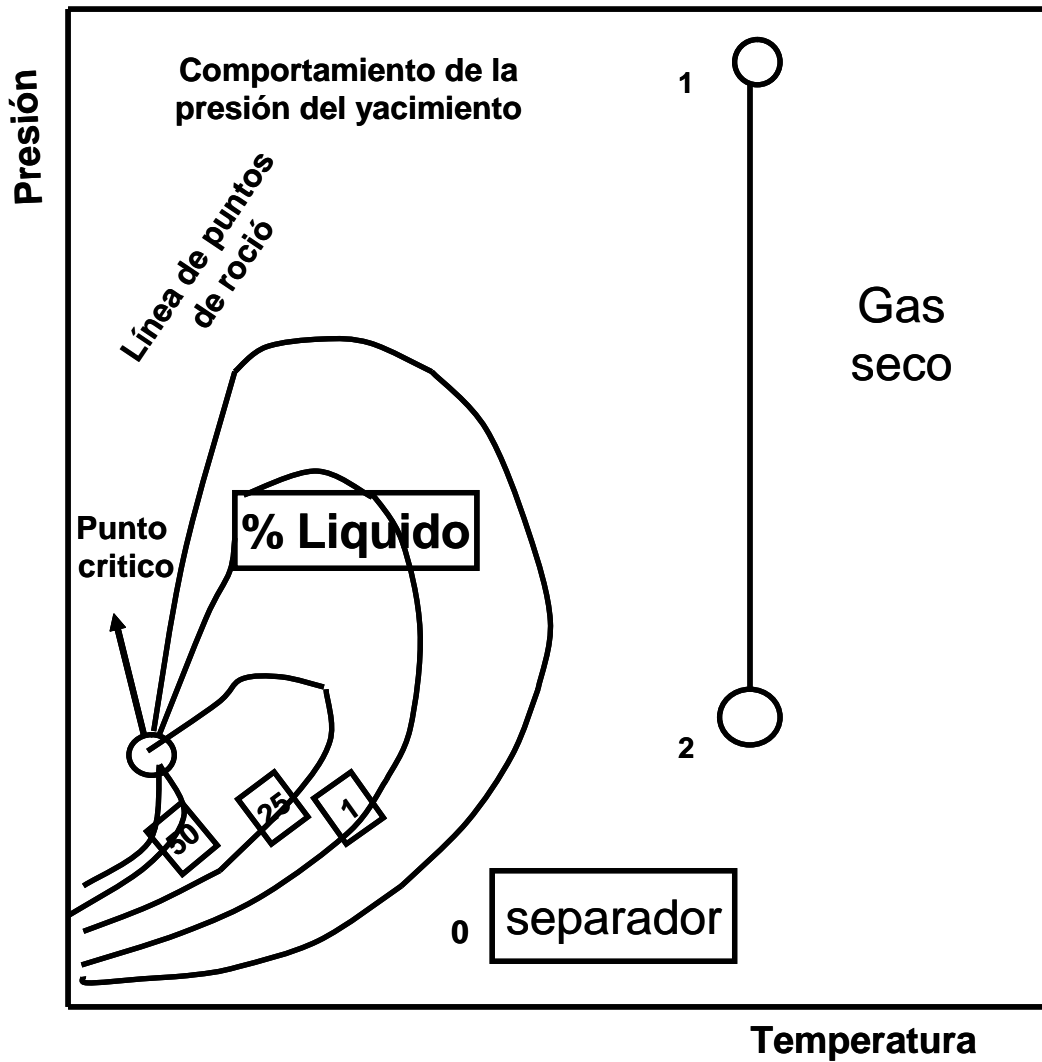


Fig.2.6 Diagrama de fases de un gas seco

2.2 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE ACUERDO AL TIPO DE ROCA

- **ARENAS:** Su porosidad se debe a la textura de los fragmentos; pueden ser arenas limpias o sucias; estas ultimas con lignita, bentonita, entre otras.
- **CALIZAS DETRÍTICAS:** Formadas por acumulación de fragmentos de calizas o dolomitas.
- **CALIZAS FRACTURADAS:** Su porosidad se debe especialmente a la presencia de fracturas.
- **CALIZAS OOLITICAS:** Cuya porosidad se debe a la textura oolítica, con intersticios no cementados o parcialmente cementados.
- **ARENISCAS:** Con un alto grado de cementación por materiales calcáreos, dolomíticos, arcillosos, etc.

2.3. CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE ACUERDO AL TIPO DE TRAMPA

- **ESTRUCTURALES:** Como los anticlinales; por fallas, o por penetración de domos salinos.
- **ESTRATIGRÁFICAS:** Debido a cambios de facies o discordancias.
- **COMBINADAS:** Se refiere a las trampas en las que se conjugan aspectos estratigráficos y tectónicos.

2.4. CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE ACUERDO AL TIPO DE EMPUJE PREDOMINANTE.

- Por expansión de los líquidos y de la roca.
- Por expansión del gas disuelto liberado.
- Por expansión del gas.

- Por segregación gravitacional.
- Por empuje hidráulico.
- Por empujes combinados.
- Por empujes artificiales.

2.5. CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE ACUERDO CON LA PRESIÓN ORIGINAL.

YACIMIENTOS DE ACEITE BAJOSATURADOS: La presión original es mayor que la presión de saturación; para presiones mayores a esta presión todo el gas presente esta disuelto en el aceite.

YACIMIENTOS DE ACEITE SATURADO: Su presión original es igual o menor que la presión de saturación, donde el gas presente se encuentra libre en forma dispersa, o en el casquete de gas y disuelto.

2.6. DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS EN LOS YACIMIENTOS

Los parámetros que se necesitan para realizar la clasificación de los fluidos en los yacimientos se han clasificado en dos grupos, que son los que se miden en campo, durante las pruebas de producción y los que se obtienen en el laboratorio, simulando el comportamiento de los fluidos en el yacimiento.

2.6.1. MÉTODOS DE CAMPO

Algunas consideraciones acerca de los parámetros que se miden en campo son:

La temperatura del yacimiento depende de la profundidad y del gradiente geotérmico local, el cual se considera constante durante toda la vida del yacimiento.

La presión del yacimiento depende de la profundidad, del gradiente hidráulico y de si existen o no presiones anormales en la zona de ubicación del yacimiento; la presión del yacimiento varia desde una presión de inicio hasta una presión de abandono.

El volumen de aceite producido en un periodo dado, indicará el potencial de un pozo y debe medirse con equipo debidamente calibrado, a condiciones estabilizadas de flujo.

La relación gas – aceite de producción, que se define como la relación de volumétrica de gas en el aceite producido en la unidad de tiempo, depende del tipo de fluido contenido en el yacimiento; La obtención de este parámetro debe hacerse a condiciones de operación perfectamente controladas y condiciones de flujo estabilizadas, con equipo adecuadamente calibrado.

La densidad de los fluidos producidos depende fundamentalmente de su composición; ocasionalmente se mide la densidad del líquido producido directamente en el campo, utilizando densímetros o termo densímetros; generalmente se colectan muestras del líquido y gas producido y se envían al laboratorio para obtener esta propiedad.

El color del líquido producido en el tanque depende del tipo de fluidos de que se trate y normalmente es una apreciación visual la que los califica; generalmente son más oscuros a medida que aumenta su contenido de componentes pesados.

TABLA 2.1. CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES DE LOS DIFERENTES TIPOS DE YACIENTOS DE HIDROCARBUROS.

Componentes	Aceite	Aceite volátil	Gas y condensado	Gas seco
C ₁	45.62	64.17	86.82	92.26
C ₂	3.17	8.03	4.07	3.67
C ₃	2.10	5.19	2.32	2.18
C ₄	1.50	3.86	1.67	1.15
C ₅	1.8	2.35	.81	0.39
C ₆	1.45	1.21	0.57	0.14
C ₇	45.08	15.19	3.74	0.21
Densidad relativa.	0.862	0.765	0.735	0.757
Relación gas aceite m ³ /m ³	110	408	3420	21700
Color del liquido	Negro verduzco	Anaranjado oscuro	Café ligero	Acuoso

TABLA (2.1)

MÉTODOS DE DETERMINACIÓN DE VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS

3.1. MÉTODO DE ISOPACAS

Este método se utiliza para determinar el volumen de roca de un yacimiento, con el cual se pueden obtener, los valores correspondientes de saturaciones, el volumen original de hidrocarburos que es básico para toda actividad de la industria petrolera. Con el método de isohidrocarburos se calcula en forma directa, sin determinar previamente el volumen de roca dicho volumen original de hidrocarburos.

El método de isopacas tiene como base la configuración de un mapa con curvas de igual espesor de formación, para cuya preparación se tiene que disponer de un plano con las localizaciones de todos los pozos que constituyen el campo en estudio. Se anota en cada uno de ellos el espesor neto de la formación y se hace la configuración por interpolación o extrapolación de datos, para tener curvas con valores cerrados.

En la versión original de este método, las áreas encerradas por las diferentes curvas se miden, con ayuda de un planímetro, usando fórmulas de integración numérica o por cualquier otro método conocido. Los valores encontrados se anotan en una Tabla, en la que también aparecen los espesores y las áreas convertidas a sus dimensiones reales.

Se determina el área bajo la curva entre los límites cero y área máxima. El valor encontrado se multiplica por la escala de la gráfica para obtener el "volumen neto de roca". Al multiplicarse este volumen neto de roca por la porosidad media de la formación y por la saturación media de hidrocarburos, se obtiene el volumen de hidrocarburos, a condiciones de yacimiento.

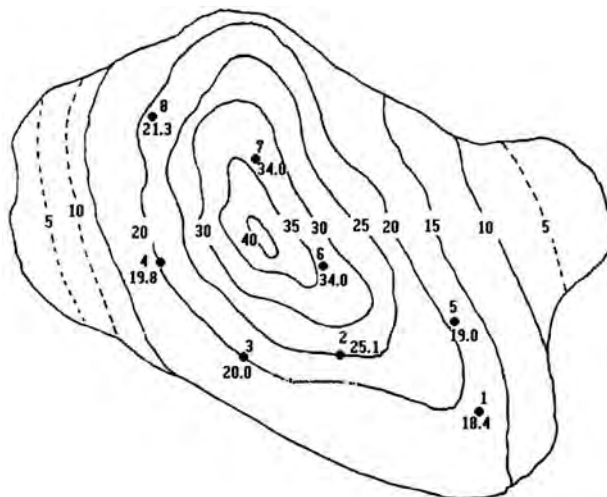


Fig. 3.1. Plano de isopacas

3.2. MÉTODO DE CIMAS Y BASES

Este método tiene como base la configuración de mapas con curvas de igual profundidad tanto de las cimas como de las bases de la formación, para cuya preparación es necesario disponer de planos con las localizaciones de todos los pozos que constituyen el campo en estudio.

Las áreas encerradas por las diferentes curvas se miden con la ayuda de un planímetro o usando formulas de integración numérica conocidas. Se determina el área delimitada por los perfiles de la cima y base tomando en cuenta el caso de que exista un contacto agua aceite. El valor encontrado se multiplica por la escala de la grafica para obtener el volumen de roca, que al multiplicarse por la porosidad media de la formación y por la saturación media de hidrocarburos expresa el volumen total de hidrocarburos, si conocemos el factor de compactación y lo multiplicamos por lo anterior, se obtiene un valor mas real de dicho volumen.

3.3. MÉTODO DE ISOHIDROCARBUROS

El método de isohidrocarburos, proporciona resultados aproximados, como el resto de los métodos. Se parte de la construcción de un plano, en este caso de isohidrocarburos. En cada uno de los pozos se anota el valor del índice de hidrocarburos, obtenido a partir del análisis de registros eléctricos.

El "Índice de hidrocarburos" de un pozo es el producto del espesor de la formación por su porosidad y por la saturación de hidrocarburos, es decir; físicamente, el índice de hidrocarburos es una medida del volumen de hidrocarburos (m^3), a condiciones del yacimiento, que existe en la roca proyectada sobre una área de un metro cuadrado (m^2) de yacimiento. Al ponderar estos índices con las áreas respectivas, se puede obtener el volumen total de hidrocarburos en el yacimiento.

A los métodos anteriores se les conoce como métodos volumétricos para determinar el volumen original de hidrocarburos. Existen otras técnicas para este fin, a las cuales se les llama métodos de balance de materia; consisten básicamente en considerar que, a un tiempo dado de explotación del yacimiento, la masa de hidrocarburos remanentes más la de los extraídos, es igual a la masa de los mismos que había al iniciarse la extracción; es decir, los métodos de balance de materia se basan en el principio de conservación de masa, involucrando diferentes condiciones de presión y temperatura, entrada de agua, etc. Se obtienen las ecuaciones con las que, además de calcular el volumen original de hidrocarburos, es posible predecir el comportamiento de los yacimientos, al someterlos a diferentes políticas de explotación.

3.4. ECUACIÓN GENERAL DE BALANCE DE MATERIA

3.4.1. HISTORIA:

La ecuación de balance de materia ha sido rutinariamente utilizada durante muchos años en la Ingeniería Petrolera para estimar las reservas de hidrocarburos, la entrada natural de agua y predecir el comportamiento de los yacimientos de aceite y gas.

El modelo matemático conocido como ecuación de balance de materia (E.B.M.), el cual a pesar de su simplicidad por considerar al yacimiento como una entidad única proporciona una aproximación aceptable, por lo que aún hoy continúa siendo una herramienta de gran utilidad en los estudios de la ingeniería de yacimientos.

El nombre de balance de materia es un tanto impreciso, ya que en realidad no se hace balance de masa, sino un balance volumétrico, con excepción del caso de yacimientos de gas en el que si se realiza un balance de masa.

Un yacimiento de hidrocarburos se define como un volumen de roca impregnada de hidrocarburos, los cuales presentan continuidad hidráulica; es decir, que una perturbación de presión en un punto cualquiera del yacimiento repercute en todos los demás puntos del mismo.

Las propiedades petrofísicas del yacimiento se obtienen del análisis en el laboratorio de núcleos de la formación cortados durante la etapa de perforación de pozos, con los cuales se determina la porosidad, la porosidad y la saturación de agua, lo que sirve para ajustar registros geofísicos de pozos perforados posteriormente y que servirá para obtener la porosidad promedio y una saturación de agua promedio representativas de todo el yacimiento. En esos mismos núcleos se determinan otras propiedades muy importantes como son la mojabilidad y la permeabilidad.

Para poder determinar cómo se comporta el yacimiento, es necesario además conocer qué comportamiento tendrán los hidrocarburos que se encuentran en él, al declinar la presión, debido a la producción. Para esto se toma una muestra de los fluidos y se envía al laboratorio para efectuar un análisis presión – volumen – temperatura (P.V.T.). Ahí la muestra se lleva hasta las condiciones iniciales de presión y temperatura del yacimiento; manteniendo la temperatura constante se reduce la presión por etapas, midiendo los volúmenes de los fluidos producidos a cada nivel de presión.

CONSIDERACIONES DE LA ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIA

- Se considera al yacimiento como un recipiente de volumen constante
- El yacimiento se descubre en un estado de depresionamiento
- El balance volumétrico se realiza a partir de dicho estado

3.4.2. ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIA PARA YACIMIENTOS BAJO SATURADOS

En los yacimientos de aceite bajo saturados, no se tiene presente una fase gaseosa; esto significa que los poros de la roca se encuentran ocupados únicamente por dos líquidos que son el aceite con gas disuelto y el agua congénita.

En estos yacimientos el mecanismo de empuje que desplaza los hidrocarburos hacia los pozos es la expansión de los elementos que lo forman, que son: el aceite, el agua congénita y la matriz sólida de la roca. (Esto sin considerar los casos donde además existe un barrido por la invasión del agua de un acuífero asociado).

En la ecuación de balance de materia inicialmente sólo se considera la expansión del aceite, sin tomar en cuenta las expansiones de la roca y del agua congénita. De hecho, esto es una buena aproximación, si las dos últimas presentan valores demasiados pequeños comparados con la expansión del aceite. Un yacimiento en el que no se tiene entrada de agua, considerado de esta manera, recibe el nombre de yacimiento volumétrico.

El desarrollo de técnicas de laboratorio mas aproximadas para la medición de las compresibilidades de la roca y el agua congénita, así como la innovación de técnicas de muestreo, que permiten tomar muestras representativas de los yacimientos, fue posible incluir los términos correspondientes a éstas en la ecuación de balance de materia. En estos casos donde intervienen los cálculos de la compresibilidad de todos los elementos que conforman al yacimiento, el mismo deberá ser considerado como no volumétrico. Como se ha señalado, en estos yacimientos es muy importante la expansión del sistema roca-líquidos, por eso cuando es analizado un yacimiento de este tipo, se debe de tener especial atención en la obtención de los factores de compresibilidad isotérmica.

Desafortunadamente, es uso común que las compresibilidades de agua congénita y de la matriz rocosa no se midan, pero existen correlaciones que se pueden utilizar para su obtención y que aportan resultados aceptables; para el agua congénita se tiene la correlación de Dodson y Standing y para la roca se cuenta con la correlación de Hall.

En los yacimientos de aceite bajo saturado no se tiene presente una fase gaseosa, lo que significa que los poros de la roca se encuentran ocupados únicamente por dos fluidos, aceite y agua congénita. En estos yacimientos los mecanismos de empuje que desplazan los hidrocarburos hacia los pozos, están constituidos por las expansiones siguientes:

1. Aceite
2. Agua congénita
3. y la matriz sólida de la roca

Esto sin considerar los casos donde además existe un barrido por la invasión de agua de un acuífero asociado.

En la ecuación de balance de materia inicialmente solo se considera la expansión del aceite sin tomar en cuenta las expansiones de la roca y del agua congénita. De hecho puede ser una buena aproximación si las dos últimas presentan valores demasiados pequeños comparados con la expansión del aceite. Con el desarrollo de nuevas técnicas de laboratorio más precisas la medición de las compresibilidades de la roca y del agua congénita, así como las innovaciones técnicas que nos permiten tomar muestras representativas del yacimiento ha sido posible incluir los términos correspondientes a estas en la ecuación de balance de materia.

$$\begin{aligned} \text{EXPANSIÓN} &= \text{PRODUCCIÓN} \\ NBoiCe\Delta p + We - WpBw &= NpBo \end{aligned} \quad (3.1)$$

Donde la expansión de los fluidos y de la formación es la siguiente:

$$E_o = V_o C_o \Delta p = V_{pi} (1 - S_{wi}) C_o \Delta p, \quad (3.2)$$

$$E_w = V_w C_w \Delta p = V_{pi} S_{wi} C_w \Delta p, \quad (3.3)$$

$$E_f = V_s C_s \Delta p = V_{pi} C_f \Delta p. \quad (3.4)$$

La ecuación de balance de materia es un modelo de dimensión cero basado en el principio de conservación de masa, el cual consiste esencialmente en un balance volumétrico a condiciones de yacimiento entre los fluidos contenidos inicialmente y los fluidos contenidos a un tiempo posterior, considerando que las producciones acumuladas de fluidos son el resultado de los efectos combinados de la expansión de los fluidos, la compactación del volumen poroso y la entrada de agua. La ecuación de balance de materia (EBM) fue presentada inicialmente por Schilthuis.

$$N = \frac{Np[B_t + B_g(R_p - R_{si})] - (W_e - W_p B_w)}{B_t - B_{ti} + mB_{ti} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right)} \quad (3.5)$$

A partir de esta ecuación convencional de balance de materia, se desarrollaron métodos gráficos y de regresión que permiten evaluar de diferentes maneras el volumen original de aceite y gas, los parámetros del acuífero asociado, y predecir el comportamiento del yacimiento. Dentro de “los métodos gráficos” están los utilizados para yacimientos volumétricos con casquete de gas asociado, yacimientos de aceite y gas con acuífero asociado, y métodos de ajuste de presiones del yacimiento. Así mismo, se han considerado varios modelos para cuantificar la entrada de agua como son, acuífero pequeño, régimen permanente modelo simplificado de Hurst, modelo de van Everdingen y Hurst para acuífero lineal infinito, radial infinito y radial finito. Por otro lado, se cuenta con los métodos de análisis de regresión con base en procesos de optimización de la ecuación convencional de balance de materia y un modelo de acuífero, como el desarrollado por MI José Luis Pérez Hernández que definen en forma conjunta el volumen original de hidrocarburos y/o los parámetros del acuífero. Por último, se tienen programas de cómputo que involucran los métodos de gráficos, y los iterativos (regresión) que permiten una mayor versatilidad en su aplicación.

3.4.3 DESARROLLO DE LA ECUACIÓN GENERAL DE BALANCE DE MATERIA

El concepto de balance de materia es un concepto físico fundamental de la ingeniería de yacimientos. Este es un método que permite la determinación de volumen original de aceite, gas y la influencia del acuífero asociado.

Este método es completamente independiente de los métodos volumétricos; por lo tanto la estimación volumétrica puede N_{vol} emplearse como apoyo (como valor inicial para el procedimiento de cálculo presentado en esta tesis). Este método es más exacto dependiendo de cuantos y de que datos se disponga; sin embargo siempre es recomendable usar ambos métodos si se dispone de datos suficientes.

La ventaja de este método de balance de materia, es que en yacimientos pocos permeables se incluyen los volúmenes de aceite y gas en áreas donde no se tienen pozos perforados. La desventaja es que solamente se puede aplicar hasta se hayan alcanzado condiciones de flujo pseudoestacionario en el sistema yacimiento acuífero.

Para realizar un estudio de balance de materia se requiere de información confiable en relación al comportamiento de la presión promedio del yacimiento, de las producciones acumulativas de aceite gas y agua y del comportamiento presión volumen temperatura (PVT) de la mezcla de hidrocarburos (aceite y gas).

3.4.3.1. CONSIDERACIONES DE LA ECUACIÓN GENERAL DE BALANCE DE MATERIA

Las consideraciones siguientes se hacen para obtener la ecuación general de balance de materia:

1. El yacimiento puede tener inicialmente una fase líquida y una fase gaseosa.
2. El gas puede estar disuelto en la fase líquida.
3. La fase líquida se puede encontrar en la fase gaseosa.
4. El yacimiento puede ser invadido por el acuífero durante la etapa de producción.
5. El agua y la roca son compresibles.

La determinación del volumen original de aceite y gas se divide en dos partes:

$$G = G_{fgi} + N_{foi} R_{si}, \quad (3.6)$$

$$N = G_{fgi} R_{vi} + N_{foi}. \quad (3.7)$$

Para un cierto tiempo de explotación t las expresiones anteriores 3.6 y 3.7 pueden escribirse:

$$N_{fo} + G_{fg} R_V = N - N_P, \quad (3.8)$$

$$N_{fo} R_S + G_{fg} = G - G_P, \quad (3.9)$$

Reacomodando las ecuaciones 3.8 y 3.9 quedan

$$N_{fo} = N - N_P - G_{fg} R_V, \quad (3.10)$$

$$G_{fg} = G - G_P - N_{fo} R_S, \quad (3.11)$$

Resolviendo las dos ecuaciones anteriores simultáneamente, se obtiene

$$G_{fg} = \frac{[G - G_P - (N - N_P) R_S]}{(1 - R_S R_V)}, \quad (3.12)$$

$$N_{fo} = \frac{[N - N_p - (G - G_p)R_v]}{(1 - R_s R_v)}, \quad (3.13)$$

Sustituyendo las ecuaciones 3.6 y 3.7 en las ecuaciones 3.12 y 3.13

$$G_{fg} = \frac{[G_{fgi} + N_{foi}R_{si} - G_p - (N_{foi} + G_{fgi}R_{vi} - N_p)R_s]}{(1 - R_s R_v)}, \quad (3.14)$$

$$N_{fo} = \frac{[N_{foi} + G_{fgi}R_{vi} - N_p - (G_{fgi} + N_{foi}R_{si} - G_p)R_v]}{(1 - R_s R_v)}, \quad (3.15)$$

Las ecuaciones 15 y 16 representan los volúmenes actuales de aceite y gas en el yacimiento. El cambio de volumen en todas las fases en el volumen original durante la producción se debe considerar en equilibrio por lo tanto:

$$\Delta V_o + \Delta V_g + \Delta V_w + \Delta V_r = 0. \quad (3.16)$$

Para determinar el volumen en el yacimiento antes y después de la producción, debemos calcular el volumen inicial de la fase liquida y su volumen a las condiciones actuales del yacimiento:

$$V_o = (N_{foi} + G_{fgi}R_{vi} - G_{fg}R_v - N_p)B_{oi}, \quad (3.17)$$

$$\Delta V_o = N_{foi}B_{oi} - (N_{foi} + G_{fgi}R_{vi} - G_{fg}R_v - N_p)B_o. \quad (3.18)$$

De forma similar se procede para determinar el volumen de gas en el yacimiento, debiendo calcularse volumen inicial de la fase gaseosa y el que se tiene a las condiciones actuales del yacimiento.

$$V_g = (G_{fgi} + N_{foi}R_{si} - N_{fo}R_s - G_p)B_g, \quad (3.19)$$

$$\Delta V_g = G_{fgi}B_{gi} - (G_{fgi} + N_{foi}R_{si} - N_{fo}R_s - G_p)B_g. \quad (3.20)$$

El cambio en el volumen de la fase de agua, ΔV_w es el resultado de su expansión debido a su compresibilidad del agua del acuífero y producción de agua.

$$W = V_\phi S_{wi}, \quad (3.21)$$

El volumen actual de la fase agua se calcula de la siguiente forma:

$$V_w = W_e - W_p - \Delta W, \quad (3.22)$$

$$\Delta V_w = -W_e + B_w W_p - V_\phi S_{wi} c_w \Delta p, \quad (3.23)$$

Donde:

$$\Delta p = p_i - p, \quad (3.24)$$

El cambio en el volumen de roca es negativo y el cambio correspondiente en el espacio poroso es positivo, por lo que la ecuación queda.

$$\Delta V_r = -V_\phi c_f \Delta p, \quad (3.25)$$

El cambio de volumen poroso se puede expresar de la siguiente forma:

$$V_\phi = \frac{N_{foi} B_{oi} + G_{fgi} B_{gi}}{1 - S_{wi}}. \quad (3.26)$$

Sustituyendo la ecuación 3.23 en la ecuación 3.21 y 3.22 nos queda de la siguiente forma:

$$N_{foi} B_{oi} - (N_{foi} + G_{fgi} R_{vi} - N_p) B_o + G_{fgi} B_{gi} - (G_{fgi} + N_{foi} R_{si} - N_{fo} R_s - G_p) B_g + (-W_e) + B_w W_p - (N_{foi} B_{oi} + G_{fgi} B_{gi}) c_t \Delta p + (-W_e) + B_w W_p - (N_{foi} B_{oi} + G_{fgi} B_{gi}) c_t \Delta p = 0, \quad (3.27)$$

Sustituyendo las ecuaciones 3.14 y 3.15 en la ecuación 3.26 obtenemos la ecuación general de balance de materia.

$$N_p \left(\frac{B_o - R_s B_g}{1 - R_v R_s} \right) + G_p \left(\frac{B_g R_v B_o}{1 - R_v R_s} \right) = N_{foi} \left[\left\{ \frac{B_o - B_{oi} + B_g (R_{si} - R_s) + R_v (B_{oi} R_s - B_o R_{si})}{1 - R_v R_s} \right\} \right] + G_{fgi} \left[\left\{ \frac{B_g - B_{gi} + B_o (R_{vi} - R_v) + R_s (B_{gi} R_v - B_g R_{vi})}{1 - R_v R_s} \right\} \right] + W_e - B_w W_p + (N_{foi} B_{oi} + G_{fgi} B_{gi}) \left(\frac{S_{wi} C_w + C_f}{1 - S_w} \right) \Delta p \quad (3.28)$$

3.5. CALCULO DE RESERVAS.

Reserva: se llama reserva de hidrocarburos al volumen de los mismos, medidos a condiciones estándar, que se pueden producir con cualquiera de los métodos y sistemas de explotación aplicables al yacimiento en condiciones económicas, de seguridad y protección al medio ambiente.

CLASIFICACIÓN DE LAS RESERVAS:

Reservas probadas: Si se emplea el método determinístico se considera un alto grado de confianza con el que las reservas serán recuperadas. Si se emplea el método probabilístico, debe existir al menos un noventa por ciento de probabilidad con el que las reservas serán recuperadas. Estas se subdividen en:

- Desarrolladas
 - En producción
 - En no producción
- No desarrolladas

Reservas no probadas: están basados en datos de geología o ingeniería, similares a las reservas probadas, pero con incertidumbres técnicas, contractuales, económicas, futuras diferentes a las vigentes a la fecha de estimación.

Reservas probables: Tienen menor certidumbre que las probadas. Si se usan métodos probabilísticos, debe existir al menos una probabilidad del cincuenta por ciento de que la reserva a ser recuperada será igual, o excederá a la suma del estimado de reservas probadas y probables.

Reservas posibles: Son las reservas no probadas, que el análisis de datos de geología e ingeniería sugiere que tiene menos certidumbre a ser recuperadas que las reservas probables. Al utilizar el método probabilístico, debe existir al menos una probabilidad del diez por ciento de que las cantidades a ser recuperadas serian iguales o excederían a la suma de las reservas probadas, las probables y las posibles.

CALCULO DE RESERVAS:

Reserva total es igual a la suma de las reservas probadas probables y posibles:

$$RT_{probable} = R_{probada} + R_{probable} + R_{posible} \cdot \quad (3.29)$$

EVALUACIÓN DE LA ENTRADA DE AGUA A LOS YACIMIENTOS

En base a lo tratado en los apuntes de comportamiento de yacimientos, la entrada natural de agua puede presentarse, en un yacimiento, por la expansión volumétrica del agua en la formación almacenante, o bien por el flujo hidráulico proveniente de la infiltración de agua en el afloramiento de la formación. El comportamiento de un yacimiento con entrada de agua depende del ritmo de producción y de la misma entrada de agua, por lo que es fundamental determinar su magnitud.

La entrada de agua al yacimiento tiene como propósito dos aspectos fundamentales: el ayudar a mantener la presión del yacimiento y el desplazamiento de aceite del yacimiento hacia los pozos productores.

Esta determinación puede obtenerse por diversos métodos, a partir de datos recopilados de la historia de producción del yacimiento.

Para predecir el comportamiento de un yacimiento con empuje hidráulico natural, es necesario establecer la ecuación que representa la entrada de agua al yacimiento, en la cual depende de la presión en la frontera del yacimiento y el tiempo de explotación.

4.1 CLASIFICACIÓN DE LOS ACUÍFEROS.

Los acuíferos son clasificados en:

- Infinitos
- Limitados
- Limitados con fuente de abastecimiento en la frontera externa.

Acuíferos infinitos: Son aquellos en donde se considera que el abatimiento de presión, transmitido del yacimiento al acuífero, no alcanza la frontera externa de este al explotarse el yacimiento.

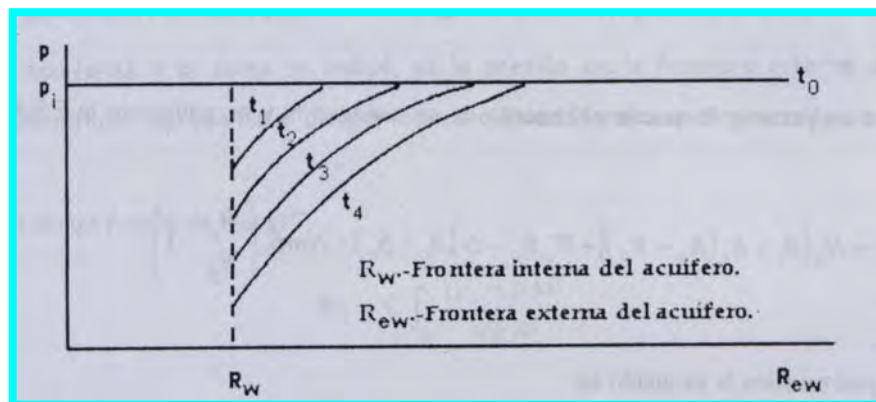


Fig. 4.1. Distribución de presiones a diferentes tiempos
En un acuífero infinito (Flujo radial)

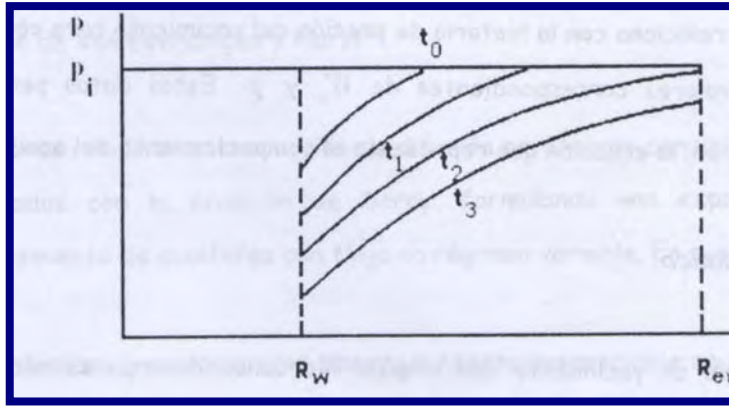


Fig.4.2. Distribución de presiones en un acuífero finito o limitado

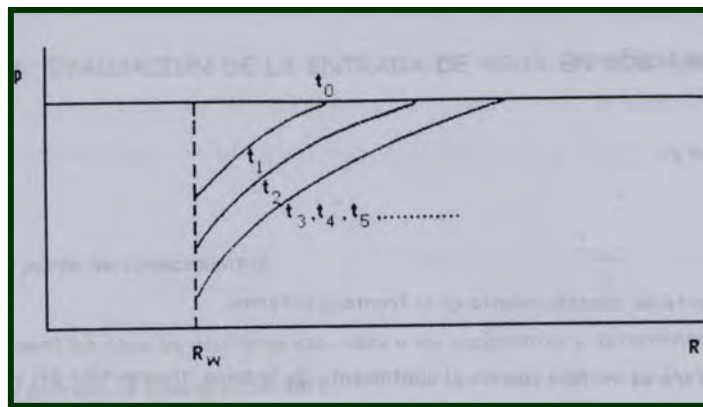


Fig. 4.3 Distribución de presiones en un acuífero que aflora y en el que se alcanza flujo en régimen permanente.

4.2. DETERMINACIÓN DE LA ENTRADA ACUMULATIVA DE AGUA AL YACIMIENTO

La entrada de agua a un yacimiento puede obtenerse, si se conocen N y m aplicando la ecuación de balance de materia en la forma siguiente:

$$W_e = N_p [B_t + B_g (R_p - R_{si})] + W_p B_w - N(B_t - B_{ti}) - NmB_{ti} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \quad (4.1)$$

Para yacimientos bajo saturados. La ecuación es:

$$W_e = N_p B_o + W_p B_w - NB_{oi} c_e \Delta p \quad (4.2)$$

Donde la compresibilidad efectiva del sistema formación – fluidos, definida por medio de la ecuación 4.3.

$$c_e = \frac{S_o c_o + S_w c_w + c_f}{S_o} \quad (4.3.)$$

El volumen de agua así calculado, se relaciona con la historia de presión del yacimiento para obtener, a intervalos de tiempos fijos, los valores correspondientes de W_e y p .

4.3. Evaluación del Empuje Hidráulico.

Para predecir el comportamiento de un yacimiento con empuje hidráulico natural, es necesario establecer la ecuación que represente la entrada de agua al yacimiento. Esta ecuación es de la forma $W = W_e(p, t)$, donde p es la presión en la frontera del yacimiento (contacto agua- aceite) y t el tiempo de explotación.

Las ecuaciones que generalmente se emplean, para predecir el ritmo de invasión de agua del acuífero son:

- Ecuación de Schilthuis.

Esta ecuación, se basa en la ecuación de Darcy, en donde 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 y P es la presión en la frontera interna del acuífero. La ecuación de Schilthuis representa el comportamiento de acuíferos con flujo en régimen permanente.

$$W_e = k \int_0^t (p_i - p) dt \quad (4.4)$$

- Ecuación de Hurst.

Esta expresión considera en cierta forma el incremento gradual del radio de drene del acuífero, mediante la introducción en el denominador del logaritmo de una constante de tiempo.

$$W_e = c \int_0^t \frac{(p_i - p) dt}{\log at} \quad (4.5)$$

- Ecuación de Van Everdingen y Hurst.

Los autores resolvieron la ecuación de difusión para varias condiciones de frontera y combinaron los resultados con la ecuación de Darcy, formulando una expresión analítica que representa el comportamiento de acuíferos con flujo en régimen variable. Los autores a lo largo del desarrollo supusieron lo siguiente:

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

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

La ecuación propuesta es la siguiente:

$$W_e = B \sum_0^t Q(t) \Delta' p', \quad (4.6)$$

donde:

$$B = \frac{2\pi\phi C_e R_w^2 h}{5.615} \left[\frac{bl}{lb/pg^2} \right], \quad (4.7)$$

Q (t) es la entrada adimensional, que es función del tiempo adimensional t_D , el cual está relacionado con el tiempo real por:

$$t_D = \frac{0.00632 Kt}{\phi\mu C_e R_w^2}. \quad (4.8)$$

donde:

K(md); t(días); μ (cp); ϕ (vol/vol); R_w (pies); c_e (lb/pg²)⁻¹.

Los valores de Van Everdinden y Hurst Q(t) pueden obtenerse a partir de t_D , mediante tablas o figuras elaboradas al respecto.

- Ecuación de L.T. Stanley

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

$$W_e = C \sum_{j=1}^0 \Delta' p_j (t)_{(n+1-j)}^\alpha. \quad (4.9)$$

$$Q(t) = (t)^{0.8}, \quad \text{para flujo radial} \quad (4.10)$$

$$Q(t) = (t)^{0.5}. \quad \text{Para flujo lineal} \quad (4.11)$$

Esta similitud indica que el comportamiento de los acuíferos puede representarse por una simple función exponencial del tiempo adimensional y que los incrementos unitarios de este pueden seleccionarse arbitrariamente.

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

Cuando se presenta el caso de acuífero limitado, el valor de $(t)^\alpha$ permanecerá constante a partir de cierto periodo de explotación, a semejanza del caso presentado por Van Everdingen y Hurst, en el que los gastos se mantienen constantes a partir de determinado tiempo adimensional.

4.4. PRINCIPIO DE SUPERPOSICIÓN.

En la determinación de la entrada de agua a los yacimientos se emplea el principio de superposición, considerando que la variación de la presión del yacimiento puede representarse en forma aproximada por una serie de reducciones de presión.

Estos abatimientos de presión se transmitirán hacia el acuífero modificando la distribución de su presión. Se ha demostrado que el acuífero responde a cada caída de presión en forma independiente, que el efecto total es igual a la suma de las perturbaciones en la presión provocadas por cada abatimiento considerado en particular.

Para ilustrar este fenómeno, supónganse 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 $t=0$. Esta perturbación en la presión se transmitirá hacia el acuífero a un ritmo que dependerá de las propiedades de difusión del acuífero ($k/\mu\phi C_e$). Se supone que t_1 se presenta un segundo abatimiento de presión, también repentino, $\Delta p_2 = p_1 - p_2$. En estas condiciones el acuífero continuara respondiendo al primer abatimiento de presión, como si el segundo no hubiera ocurrido y además responderá a la segunda caída de presión, como si la primera no hubiera ocurrido.

El efecto total en la distribución de presiones en el acuífero, corresponde a la suma de los dos. En donde para simplificar se ha considerado $\Delta' p_1 = \Delta' p_2$ y $t_2 = 2t$. La curva superior y la de en medio representan la distribución de presiones en el acuífero en respuesta a la primera y segunda caída de presión, como si actuaran independientemente. La curva inferior corresponde por lo tanto, a la suma de las otras curvas. Por lo tanto el principio de superposición se expresa según la siguiente ecuación.

$$\sum_0^3 \Delta' p(t)^{0.8} = \Delta' p_1(t)_3^{0.8} + \Delta' p_2(t)_2^{0.8} + \Delta' p_1(t)_3^{0.8}. \quad (4.12)$$

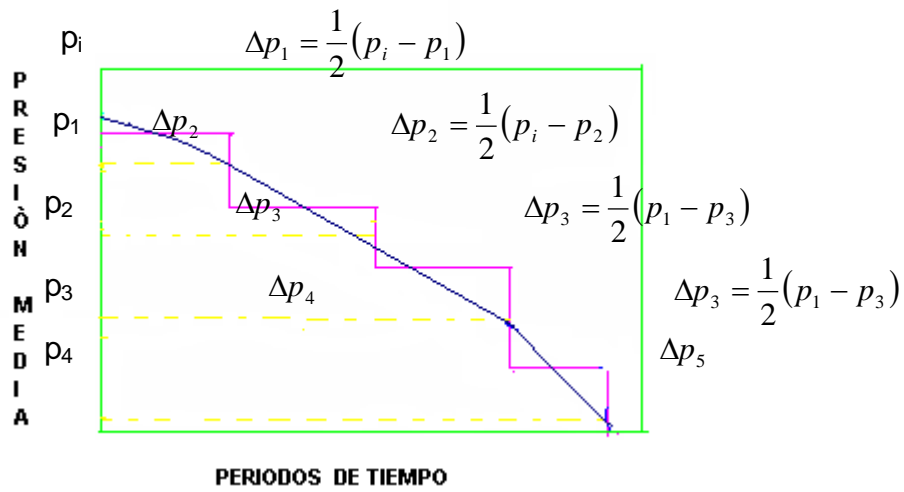


Fig. 4.4. Arreglo de presiones empleado para representar Aproximadamente la historia de presión de yacimiento

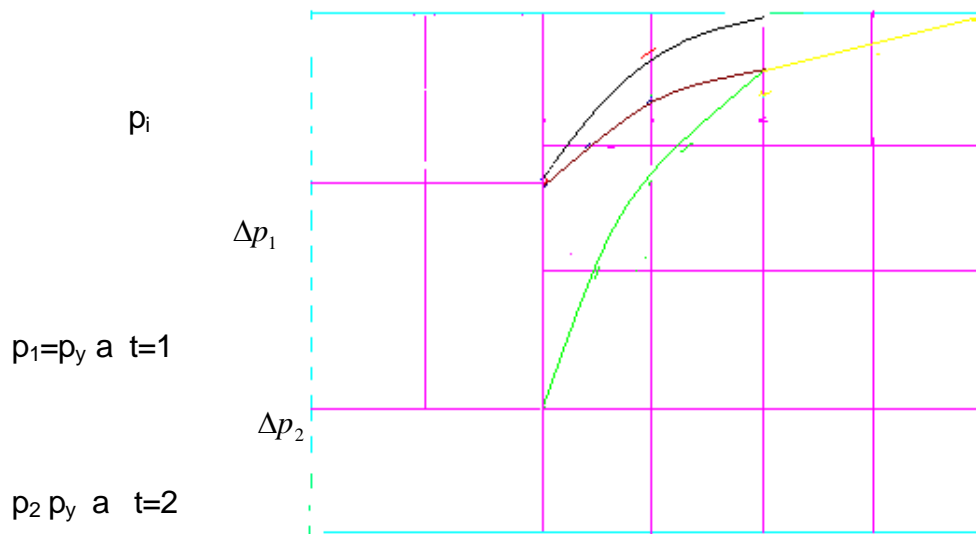


Fig. 4.4 Distribución de presiones en un acuífero debido a dos abatimientos de presión iguales, impuestos a intervalos iguales de tiempo

4.5. CLASIFICACIÓN DE LOS ACUÍFEROS DE ACUERDO AL TIPO DE FLUJO

4.5.1. FLUJO LINEAL

Los acuíferos lineales en la ingeniería de yacimientos no se limitan a infinitos ya que en los yacimientos encontramos estructuras geológicas que nos sirven de sello por lo que nuestro yacimiento se convierte en un yacimiento limitado, este tipo de estructuras lo que hace es que la geometría presente un flujo mas o menos lineal.

Un acuífero infinito puede ocurrir en regiones donde el movimiento del agua la mayor parte del tiempo es en una misma dirección. Algunas contradicciones surgen al momento de que cambian las facies.

Las ecuaciones que presento Miller², son para caídas de presión bajas por lo que la influencia del yacimiento limitado esta en función del tiempo, por lo cual las ecuaciones no son aplicadas para yacimientos finito a presión constante.

A continuación se describe un método para determinar el comportamiento de un acuífero lineal propuesto por Dr. Nabor G.W. y R. H Barham publicado por la SPE en 1964. En su artículo ellos proponen diferentes condiciones para gasto y presión constante:

CONDICIÓN 1: Gasto constante con entrada de agua en el yacimiento

1. Acuífero lineal infinito:

$$\Delta p = \frac{q\mu}{kbh} \left[2 \sqrt{\frac{kt}{\pi\phi\mu C_t}} \right], \quad (4.13)$$

2. Acuífero lineal finito con frontera externa

$$\Delta p = \frac{q\mu}{kbh} \left[\left(\frac{L}{3} + \frac{kt}{\phi\mu C_t L} \right) - \frac{2L}{\pi^2} \sum \left(\frac{1}{n^2} \right) \exp \left(- \frac{n^2 \pi^2 kt}{\phi\mu C_t L^2} \right) \right], \quad (4.14)$$

3. Acuífero lineal finito a presión constante con frontera externa.

$$\Delta p = \frac{q\mu}{kbh} \left[L - \frac{8L}{\pi^2} \sum_{n=0}^{\infty} \left(\frac{1}{n^2} \right) \exp \left(- \frac{n^2 \pi^2 kt}{4\phi\mu C_t L^2} \right) \right], \quad (4.15)$$

CONDICIÓN 2: Presión constante en la frontera del yacimiento.

4. Acuífero lineal infinito.

$$W_e = \phi bh C_t (\Delta p) \left[2 \sqrt{\frac{kt}{\phi\pi\mu C_t}} \right], \quad (4.16)$$

5. Acuífero lineal finito con frontera externa

$$We = \phi b h C_i (\Delta p) \left[L - \frac{8L}{\pi^2} \sum_{n=0}^{\infty} \left(\frac{1}{n^2} \right) \exp \left(- \frac{n^2 \pi^2 k t}{4 \phi \mu C_i L^2} \right) \right], \quad (4.17)$$

6. Acuífero lineal finito a presión constante con frontera externa.

$$We = \phi b h C_i (\Delta p) \left[\left(\frac{L}{3} + \frac{k t}{\phi \mu C_i L} \right) - \frac{2L}{\pi^2} \sum_{n=1}^{\infty} \left(\frac{1}{n^2} \right) \exp \left(- \frac{n^2 \pi^2 k t}{4 \phi \mu C_i L^2} \right) \right], \quad (4.18)$$

Estas ecuaciones se utilizan en las ecuaciones donde el tiempo adimensional esta dado por la siguiente ecuación:

$$t_D = \frac{k t}{\phi \mu C_i X_0^2}, \quad (4.19)$$

Donde X es la referencia de la distancia, que generalmente es usada en unidades de distancia. De cualquier forma la selección realizada es arbitraria por lo que a lo largo de los procesos se mantiene constante. Por lo que decimos que $X_0 = L$ donde:

$$t_D = \frac{k t}{\phi \mu C_i L^2}. \quad (4.20)$$

Para los acuíferos finitos L es la longitud pero para el caso de los acuíferos infinitos esta longitud es arbitraria. La razón por la cual se le considera arbitraria es por que mas adelante son comparados los acuíferos finitos e infinitos sustituyendo la ecuación 4.19 en las ecuaciones 4.12 – 4.17 se tiene:

CONDICIÓN 1: Gasto constante con entrada de agua en el yacimiento

7. Acuífero lineal infinito.

$$\Delta p = \frac{q \mu L}{k b h} F_{1/2}(t_D). \quad (4.21)$$

8. Acuífero lineal finito con frontera externa

$$\Delta p = \frac{q \mu L}{k b h} F_1(t_D). \quad (4.22)$$

9. Acuífero lineal finito a presión constante con frontera externa

$$\Delta p = \frac{q \mu L}{k b h} F_0(t_D). \quad (4.23)$$

CONDICIÓN 2: Presión constante en la frontera del yacimiento.

10. Acuífero lineal finito

$$We = \phi b h L C_T (\Delta p) F_{1/2}(t_D). \quad (4.24)$$

11. Acuífero lineal finito con frontera externa

$$We = \phi b h L C_T (\Delta p) F_0(t_D). \quad (4.25)$$

12. Acuífero lineal finito con presión constante y frontera externa

$$We = \phi b h L C_T (\Delta p) F_1(t_D). \quad (4.26)$$

Estas ecuaciones se encuentran en función del tiempo adimensional.

$$F_0(t_D) = 1 - \frac{8}{\pi^2} \sum_{n=1}^{\infty} \left(\frac{1}{n^2} \right) \exp\left(-\frac{n^2 \pi^2 t_D}{4} \right). \quad (4.27)$$

$$F_{1/2}(t_D) = 2\sqrt{\frac{t_D}{\pi}}. \quad (4.28)$$

$$F_1(t_D) = \left(t_D + \frac{1}{3} \right) - \frac{2}{\pi^2} \sum_{n=1}^{\infty} \left(\frac{1}{n^2} \right) \exp(-n^2 \pi^2 t_D). \quad (4.29)$$

Estas funciones se muestran en la figura 4.6. los subíndices 1, 1/2 corresponden a la inclinación de las curva con respecto al tiempo que se aproximan a valores grandes. En el caso de la presente tesis solo se muestran los valores de las funciones F de 1/2 y 1 por que son las que se usan para el campo en estudio.

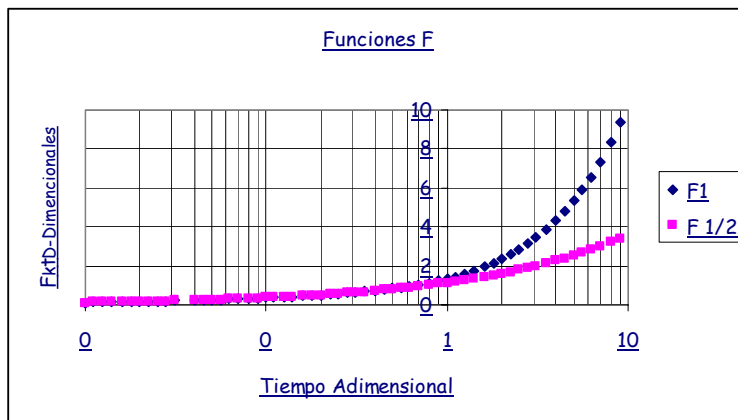


Figura 4.6.

FUNCIONES F

Las funciones F en contraste con las primeras ecuaciones tratadas en este tema (4.12 – 4.17) no dependen explícitamente de la distancia L que es el largo del acuífero, estas dependen únicamente de la definición de tiempo adimensional.

La ventaja de usar estas ecuaciones es obvia ya que de una sola curva se evalúa para examinar las diferentes condiciones de frontera a un en un plano donde la longitud no es precisa, esta asume una o varias soluciones calculando el correspondiente tiempo adimensional y evaluando en las funciones F para las curvas, al realizar una interpolación entre las curvas son eliminadas las diferentes posibles soluciones.

El comportamiento de las funciones F ya sea para periodos cortos y largos tiempos son interesantes cuando el tiempo adimensional es cero, la sumatoria aparente de F_0 se reduce a $F_0(t_D) = \left(\frac{1}{n^2}\right)$ para valores extraños de n.

La sumatoria de $F_1(t_D)$ se reduce a una sumatoria de $F_1(t_D) = \left(\frac{1}{n^2}\right)$ para todos los valores de n. La suma de $\left(\frac{\pi^2}{8}\right)$ y $\left(\frac{\pi^2}{6}\right)$ si F_0 y F_1 se aproximan a cero entonces el tiempo adimensional se aproxima a cero. Si el tiempo adimensional se aproxima a infinito $F_0(t_D)$ se aproxima a uno y $F_1(t_D)$ se aproxima a $F_1(t_D) = (t_D + 1/3)$.

4.5.2. APLICACIONES DEL MODELO DE FLUJO LINEAL

Algunas de las aplicaciones para el flujo lineal se muestran en las figuras 4.7 a la 4.12.

- **Pozo Fracturado**

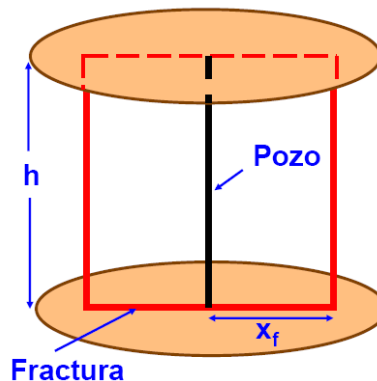


Fig. 4.7

Área de la Fractura.

$$A_f = X_f h_f . \tag{4.30}$$

- Arenas Lenticulares

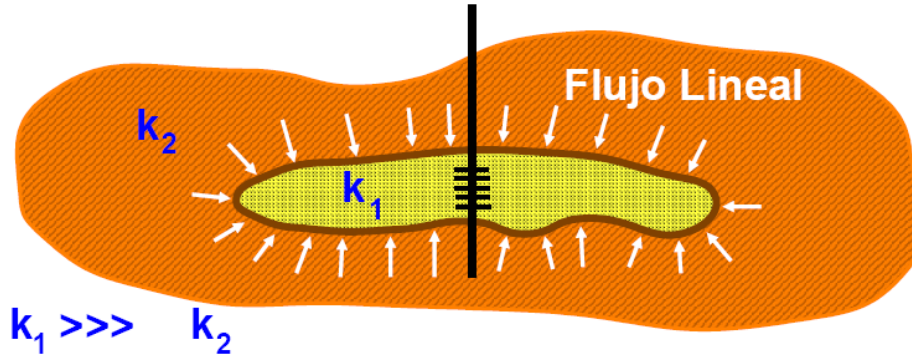


Fig. 4.8 Diagrama de l flujo lineal en una arena lenticular.

Área de Flujo

$$A_f = \frac{16.25qB\mu}{(k\phi\mu C_t)^{1/2} m_{lf}} . \tag{4.31}$$

- Pozos Horizontales

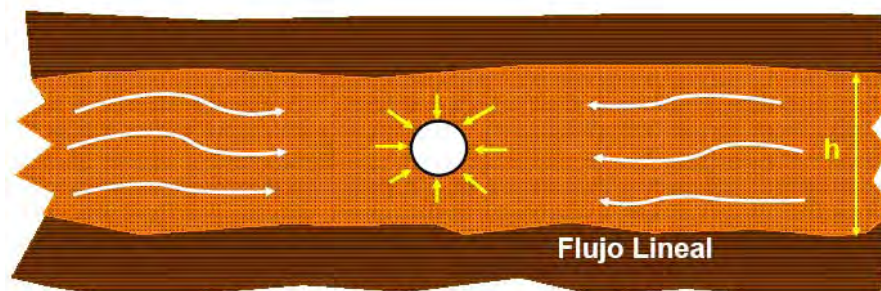


Fig.4.9 Diagrama de l flujo lineal en un pozo horizontal.

Área de Flujo

$$A_f = 2hL_w . \tag{4.32}$$

- Canales

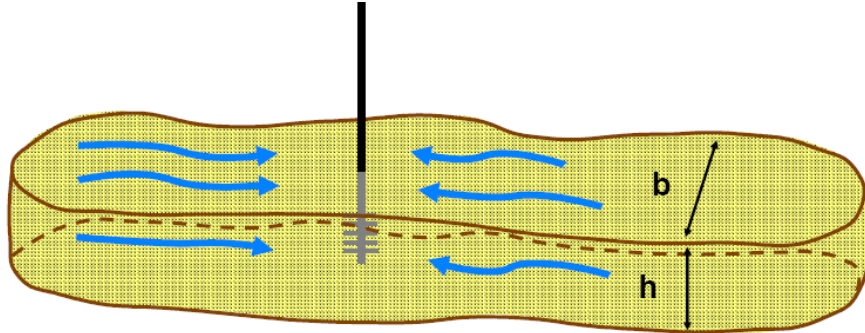


Fig.4.10 Diagrama de l flujo lineal en un canal.

Área de Flujo

$$A_f = bh = \frac{8.12qB\mu}{(k\phi\mu C_t)^{1/2} m_{Lf}} \quad (4..33.)$$

- Yacimientos Fracturados

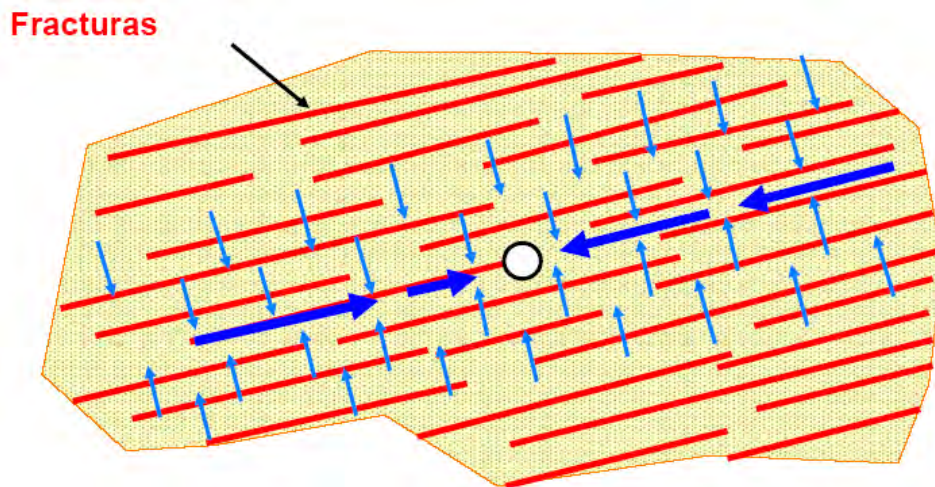


Fig.4.11 Diagrama de l flujo lineal en un yacimiento fracturado

DESARROLLO DEL MÉTODO PARA ESTIMAR EL VOLUMEN ORIGINAL DE ACEITE Y LOS PARÁMETROS DEL ACUÍFERO.

En este capítulo se presentan los aspectos relevantes relacionados con el cálculo del volumen original de aceite y los parámetros del acuífero asociado, para yacimientos de aceite volátil con empuje hidráulico. Se conoce que este tipo de yacimientos presentan problemas de cambios de composición que ocurren en la formación productora; por lo tanto, es necesario comprender claramente el comportamiento de los fluidos contenidos.

Los datos básicos, con base en los cuales se analiza el comportamiento de los fluidos, se obtiene en forma experimental a través de los análisis P.V.T; debido a la complejidad que presentan estas mezclas de hidrocarburos, es necesaria la validación de los resultados obtenidos, de tal forma que se evite la pérdida de muchas horas de trabajo tratando de ajustarlos por medio de ecuaciones de estado.

5.1. OPTIMIZACIÓN DE LA ECUACIÓN GENERAL DE BALANCE DE MATERIA

En lo que respecta a la evaluación de los parámetros del sistema yacimiento – acuífero, se presenta un método desarrollado por el M.I. José Luís Pérez Hernández que consiste en resolver la ecuación general de balance de materia a través de un proceso de optimización basado en la extracción neta de fluidos (aceite + agua + gas), el cual permite estimar el volumen original (N), y los parámetros del acuífero asociado, como son la relación de la dimensión radial del acuífero relativa a la del yacimiento, la constante de conversión del tiempo adimensional y la constante de entrada de agua, para un acuífero radial limitado a presión constante en la frontera interna propuesta por Van Everdingen y Hurst.

Partimos de la ecuación:

$$N_p \left[\frac{B_o(1-R_v R_p) + B_g(R_p - R_s)}{(1-R_v R_s)} \right] + W_p B_w = N_{foi} \left[\frac{B_o - B_{oi} + B_g(R_{si} - R_v)}{(1-R_v R_s)} - \frac{-R_v(B_{oi} R_s - B_o R_{si}) + B_{oi} C_t \Delta p}{(1-R_v R_s)} \right] + C_{VEH} \sum_{j=0}^{n-1} \Delta p_j \left[\frac{r_D^2 - 1}{2} - 2 \sum_{l=1}^7 \frac{e^{-\alpha_l r_D^2} J_1^2(\alpha_l r_D)}{\alpha_l^2 [J_0^2(\alpha_l r_D) - J_1^2(\alpha_l r_D)]} \right] \quad (5.1)$$

El lado izquierdo de la ecuación (5.1) representa la producción acumulada de fluidos a condiciones de yacimiento (R_w), el primer término de lado derecho es el volumen original de aceite (N_{oi}) y la expansión roca – fluidos (EU), el segundo término es la entrada de agua W_e la cual es función del r_D , K_{ID} , C_{VEH} ; entonces de acuerdo con esta simbología, la ecuación (5.1) se puede escribir:

$$RW = (EU)N_{foi} + f(r_D, K_{ID}, C_{VEH}). \quad (5.2)$$

Considerado al volumen original de aceite y los parámetros que intervienen en el modelo de entrada de agua como incógnitas, se puede obtener la siguiente:

$$X_1 = N_{BOI}, \quad (5.3)$$

$$X_2 = r_D, \quad r_D = \left(\frac{r_e}{r_w} \right) \quad (5.4)$$

$$X_3 = K_{ID}, \quad (5.5)$$

$$X_4 = C_{VEH}, \quad (5.6)$$

Entonces:

$$RW = (EU)X_1 + f(X_2, X_3, X_4). \quad (5.7)$$

Si se realiza un proceso de optimización para la ecuación (5.7) con base en las producciones acumuladas de fluidos (R_W), entonces el conjunto optimo de X_j $J=1,2,3,4$, se obtiene al minimizar la función E siguiente:

$$E = \sum_{j=1}^n [RW - (UE_t X_1 + f(X_2, X_3, X_4))]^2; \quad (5.8)$$

o

$$E = \sum_{l=i}^n (R_{W_{oi}} - R_{W_{ct}})^2, \quad (5.9)$$

en donde $R_{W_{oi}}$ representa los datos de producción observados, $R_{W_{ct}}$ los datos de producción calculados y n el número de observaciones.

Se requiere que la sumatoria de la diferencia al cuadro entre los datos observados y los datos calculados sea mínima; entonces:

$$\frac{\partial E(X_1, X_2, X_3, X_4)}{\partial X_j} = 0, j = 1,2,3,4; \quad (5.10)$$

o

$$\frac{\partial E(X_1, X_2, X_3, X_4)}{\partial X_j} = F_j(X_1, X_2, X_3, X_4) = -2 \sum (R_{W_{oi}} - R_{W_{ct}}) \frac{\partial R_{W_{ct}}}{\partial X_j} = 0 \quad (5.11)$$

, $j = 1,2,3,4$

Puesto que $f(X_2, X_3, X_4)$ implícita en la $F_j(X_1, X_2, X_3, X_4)$, es no lineal, se debe emplear un método para la solución de ecuaciones no lineales; en este trabajo se

utilizo el método de Newton – Raphson para linealizar la función descrita por esta ecuación. Se tienen cuatro ecuaciones no lineales definidas en $F_1(X_1, X_2, X_3, X_4) = 0$, y cuatro incógnitas X_j , $j=1,2,3,4$, por lo tanto expandiendo la función en una serie de Taylor truncada, como se muestra en la siguiente ecuación:

$$\left[\frac{\partial E(X_1 X_2 X_3 X_4)}{\partial X_j} \right]_j^{D-1} = \left[\frac{\partial E(X_1 X_2 X_3 X_4)}{\partial X_j} \right]_j^D + \sum_{K=1}^4 \left[\frac{\partial}{\partial X_j} \left(\frac{\partial E(X_1 X_2 X_3 X_4)}{\partial X_j} \right) \right]_j^D \Delta X_K^D = 0 \quad (5.12)$$

O

$$F_j^{D-1}(X_1 X_2 X_3 X_4) = F_j^D(X_1 X_2 X_3 X_4) + \sum_{K=1}^4 \frac{F_j^D(X_1 X_2 X_3 X_4)}{\partial X_K} \Delta X_K^D = 0, j = 1,2,3,4, \quad (5.13)$$

Donde:

$$\Delta X_K^D = (X_k^{D-1} - X_k^D); \quad K=1, 2, 3, 4, \quad (5.14)$$

Para encontrar la aproximación siguiente, que corresponde a x_k^{D-1} , $k=1,2,3,4$, la ecuación trece se iguala a cero, obteniéndose la siguiente ecuación:

$$\sum_{k=1}^4 \frac{\partial F_j[(X_1 X_2 X_3 X_4)]_j^U}{\partial X_K} \Delta X_K^v = -F_j[(X_1 X_2 X_3 X_4)]_j^v, \quad J=1,2,3,4, \quad (5.15)$$

Escribiendo la expresión anterior en forma matricial:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial F_1}{\partial X_1} & \frac{\partial F_1}{\partial X_2} & \frac{\partial F_1}{\partial X_3} & \frac{\partial F_1}{\partial X_4} \\ \frac{\partial F_2}{\partial X_1} & \frac{\partial F_2}{\partial X_2} & \frac{\partial F_2}{\partial X_3} & \frac{\partial F_2}{\partial X_4} \\ \frac{\partial F_3}{\partial X_1} & \frac{\partial F_3}{\partial X_2} & \frac{\partial F_3}{\partial X_3} & \frac{\partial F_3}{\partial X_4} \\ \frac{\partial F_4}{\partial X_1} & \frac{\partial F_4}{\partial X_2} & \frac{\partial F_4}{\partial X_3} & \frac{\partial F_4}{\partial X_4} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta X_1 \\ \Delta X_2 \\ \Delta X_3 \\ \Delta X_4 \end{bmatrix}^{D-1} = - \begin{bmatrix} F_1 \\ F_2 \\ F_3 \\ F_4 \end{bmatrix}. \quad (5.16)$$

El desarrollo matemático de las derivadas de las funciones que intervienen en el proceso de optimización se presenta en el apéndice A.

El proceso de cálculo se inicia con una estimación inicial de las incógnitas $X_1^D, X_2^D, X_3^D, X_4^D$, determinándose las $\Delta X_1^{D-1}, \Delta X_2^{D-1}, \Delta X_3^{D-1}, \Delta X_4^{D-1}$ con el método iterativo descrito en la ecuación dieciséis, obteniéndose los valores reales de las incógnitas, o sea la solución cuando se cumple la condición de convergencia siguiente:

$$|\Delta X_k^D| \leq |0.005 X_k^D|, \quad K=1,2,3,4 \quad (5.17)$$

5.2. PROGRAMA DE CÓMPUTO.

Como se discutió anteriormente, el cálculo del volumen original de hidrocarburos es una tarea laboriosa; por tal motivo, el uso de programas de cómputo resulta una herramienta valiosa que facilita esta tarea al ingeniero, y representa un ahorro de tiempo además de poder estudiar distintos escenarios de producción, y poder seleccionar el más apropiado.

El programa de cómputo se desarrolló en dos lenguajes de programación; la primera parte se programó en FORTRAN 70, debido a su exactitud y rapidez que presenta este lenguaje al realizar operaciones matemáticas, mientras que la segunda parte relativa a la interfaz del usuario, así como ciertas operaciones matemáticas se programaron en Visual Basic 6.0, con lo que se le da al programa una fortaleza en su interfaz gráfica, además de presentarlo en un ambiente amigable y familiar para el usuario. La comunicación entre estos dos lenguajes se realiza mediante la librería dinámica (dll)¹, lo que le da al programa una gran velocidad de procesamiento de información.

5.2.1. CARACTERÍSTICAS DEL PROGRAMA.

El objetivo principal del programa es la estimación del volumen original de hidrocarburos y parámetros del acuífero.

El programa permite estimar el volumen original de hidrocarburos y el comportamiento del yacimiento, como lo es la variación de su presión promedio con respecto a la de los parámetros del acuífero esto con base en los análisis P.V.T. y datos de producción.

5.2.2. INFORMACIÓN NECESARIA.

Para que el programa pueda realizar el cálculo del volumen original de hidrocarburos el usuario debe de introducir los siguientes parámetros:

- Volumen original de hidrocarburos.
- Conocer la información obtenida de los análisis de Presión – Volumen – Temperatura.
- Así mismo, conocer y / o estimar los siguientes datos de producción: presión promedio, la producción de aceite y gas y la entrada neta de agua al yacimiento.

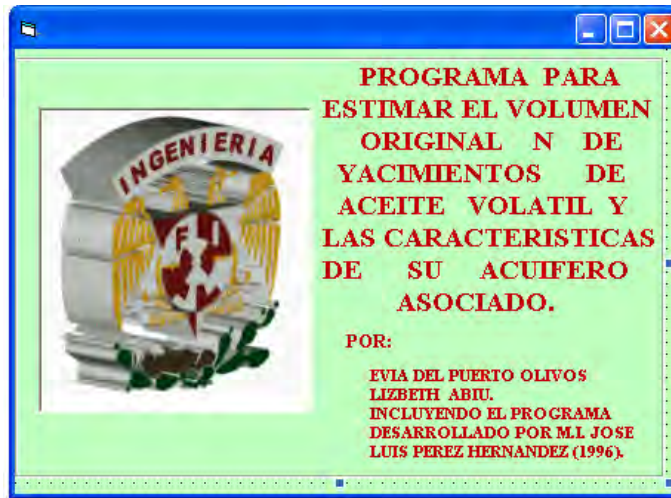
5.2.2 PROGRAMA.

Para facilidad del usuario, los botones de comando que permiten la introducción de la información necesaria al programa, se irán habilitando en el orden apropiado, de acuerdo a la opción de cálculo que se haya seleccionado, pero para mayor

comprensión de este orden, a continuación se describe el procedimiento que se debe seguir.

5.2.2.1 Inicio y ventana principal.

La primera ventana que aparece al ejecutarse el programa (ventana de inicio) (figura7), muestra la información referente al programa; después de dar un clic sobre el escudo, esta ventana se cierra y se muestra la ventana principal del programa (Figura 8).



Figuran 7. Ventanas de inicio.



Figura 8. Ventana principal.

En esta ventana se encuentra la barra de menú, así como los botones de comandos, los cuales permiten el acceso a las distintas aplicaciones que componen el programa. En esta barra tenemos el menú de archivo de datos.

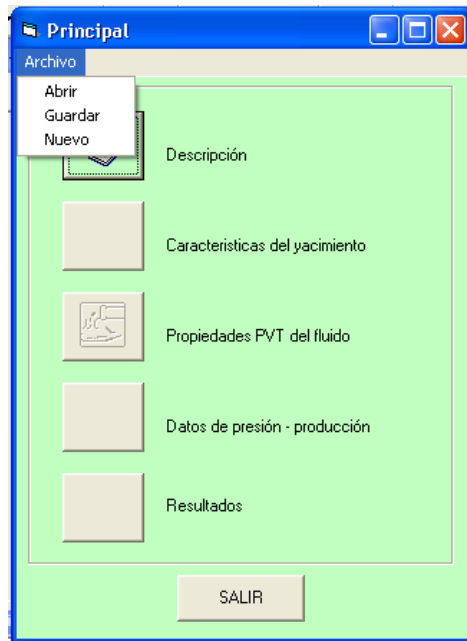



Figura 9. Ventana principal.

Para iniciar un nuevo proyecto es necesario dar un clic en el menú archivo nuevo; si se desea abrir un archivo ya existente se puede hacer clic en el menú archivo abrir. La siguiente opción que se tiene en el menú archivo no se explica ya que esta funciona en la misma forma en que lo hacen los demás programas basados en el ambiente Windows.



Figura 10. Ventana principal menú archivo.

5.2.2.2. Descripción del campo en estudio.

Una vez que se inicia un estudio se habilita el botón  Descripción, correspondiente a la descripción del campo en estudio, con lo que se tiene acceso a la ventana que se muestra a continuación.

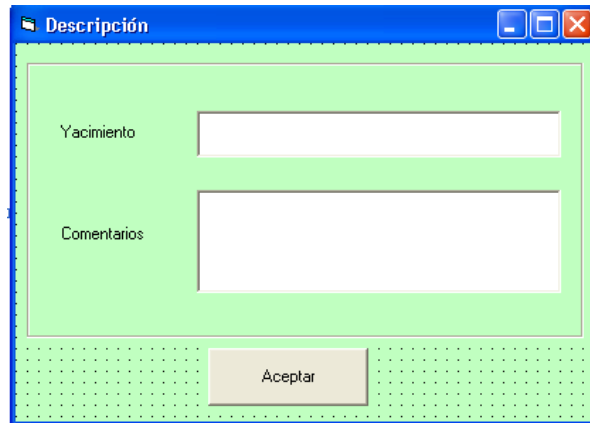



Figura 11. Ventana para descripción del yacimiento.

En esta ventana se introduce la información que identificará el estudio realizado para el campo de interés. En el espacio correspondiente a los comentarios, el usuario tiene la posibilidad de escribir una nota para identificar su problema rápidamente. Al terminar de escribir sus comentarios el usuario oprimirá el botón aceptar.

Al aceptar la información introducida se habilita el botón  Características del yacimiento, y el menú correspondiente a las características del yacimiento, con lo que se tiene acceso a la ventana siguiente.

5.2.2.3. Características del yacimiento.

La información que necesita esta ventana es: temperatura del yacimiento presión inicial y de saturación, factor de volumen de aceite inicial, relación de solubilidad del gas en el aceite, volumen original de aceite obtenido por un método volumétrico, compresibilidad de la formación y del agua de formación, saturación de agua congénita, permeabilidad porosidad espesor y viscosidad del acuífero, radio externo del yacimiento y del acuífero, y el ángulo de intrusión del agua.


CAPITULO 5 DESARROLLO DEL MÉTODO PARA ESTIMAR EL VOLUMEN ORIGINAL DE ACEITE Y PARÁMETROS DEL ACUÍFERO

Características del yacimiento

Temperatura del yacimiento	200 (°F)	Saturación de agua congenita	0,05 (frac.)
Presión inicial del yacimiento	2740 (psia)	Permeabilidad del acuífero	200 (md)
Presión de saturación (psia)	2740 (psia)	Porosidad del acuífero	0,25 (frac.)
Factor de volumen del aceite inicial	1,404 (bls/bls)	Espesor del acuífero	100 (pies)
Rel. de solub. del gas en el ac. inic.	650 (p3/bls)	Viscosidad del acuífero	0,55 (cp)
Vol. orig. de aceite volumetrico	3,12E+08 (Bl)	Radio externo del yacimiento	9200 (pies)
Compresibilidad de la formación	0,000003 (1/psia)	Radio externo del acuífero	10000 (pies)
Compresibilidad del agua de formación	0,000004 (1/psia)	Angulo de intrusión del agua	140 (°)

Aceptar Cancelar

Figura 12. Ventana de características del yacimiento.

Al aceptar la información introducida, se habilita el botón  y el menú correspondiente a las propiedades de presión volumen y temperatura del yacimiento; con este botón se tiene acceso a la ventana siguiente.

Propiedades PVT del fluido

Propiedades P.V.T.

La información que necesita esta ventana es: la variación de la presión, el factor de volumen de aceite, el factor de volumen del gas, la relación de solubilidad del gas en el aceite y la relación de solubilidad del aceite en el gas. El número máximo de datos que podemos introducir en el programa son once.

Propiedades PVT del fluido


Número de datos:

Datos PVT

Dato	p Psia	Bo (bls/p3)	Bg (bls/p3)	Rs (p3/bls)	Rv (bls/p3)
1	2740	1,404	0,00093	650	0
2	2500	1,374	0,00098	592	0
3	2290	1,349	0,00107	545	0
4	2109	1,329	0,00117	507	0
5	1949	1,316	0,00128	471	0
6	1818	1,303	0,00139	442	0
7	1720	1,294	0,0015	418	0
8	1608	1,287	0,0016	398	0
9	1535	1,28	0,0017	383	0
10	1480	1,276	0,00176	371	0
11	1440	1,273	0,00182	364	0

Aceptar Cancelar

Figura 13. Ventana para las propiedades P.V.T.

Al aceptar la información introducida, se habilita el botón  y el menú correspondiente a los datos de presión producción del yacimiento; con este botón se tiene acceso a la ventana siguiente.

Datos presión producción.

La información que necesita esta ventana es: el tiempo en años, la variación de la presión promedio del yacimiento, la producción de aceite, la producción de gas y la producción de agua en la superficie.

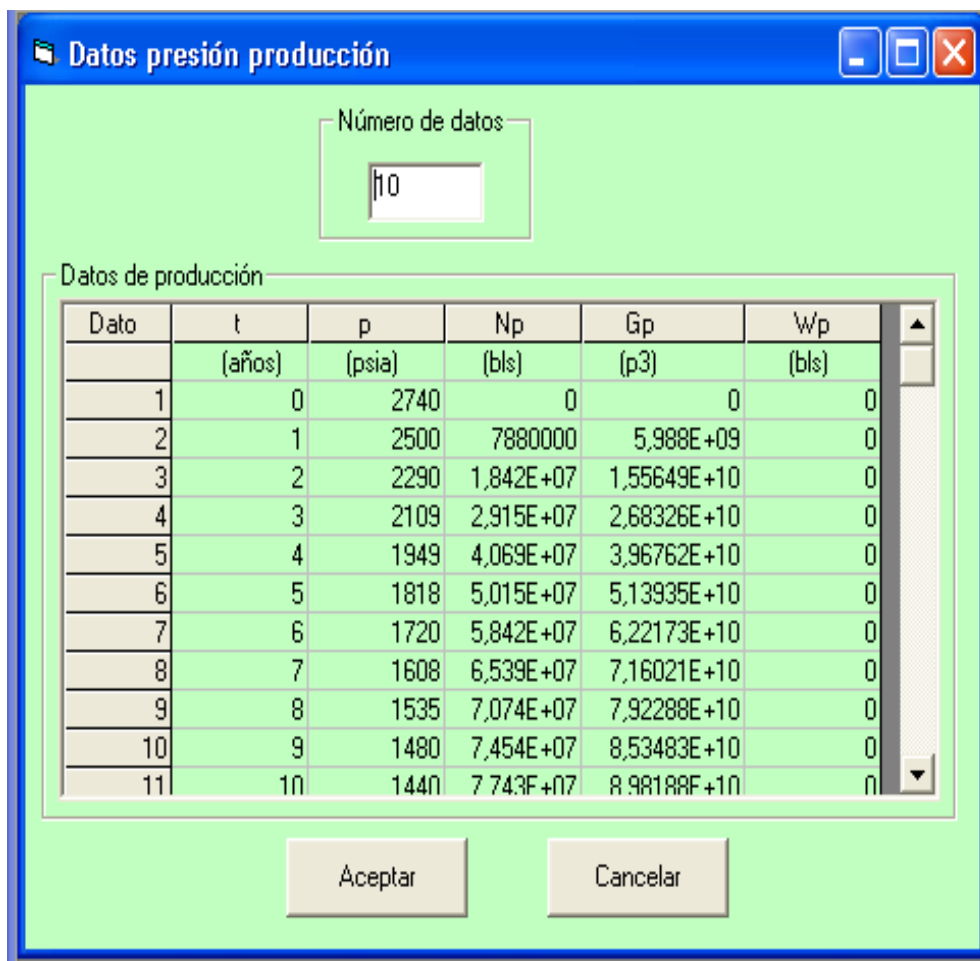



Figura 14. Ventana de datos de presión producción.

Al aceptar la información introducida, se habilita el botón  y el menú correspondiente a los resultados.

Ventana de resultados.

Una vez que se han introducido las características del yacimiento, los valores P.V.T. y los datos de producción, se tiene acceso a la ventana de resultados, en la cual se muestra el reporte para volumen original de hidrocarburos calculado empleando el método composicional, comparado con el volumen original de hidrocarburos calculado por métodos volumétricos.

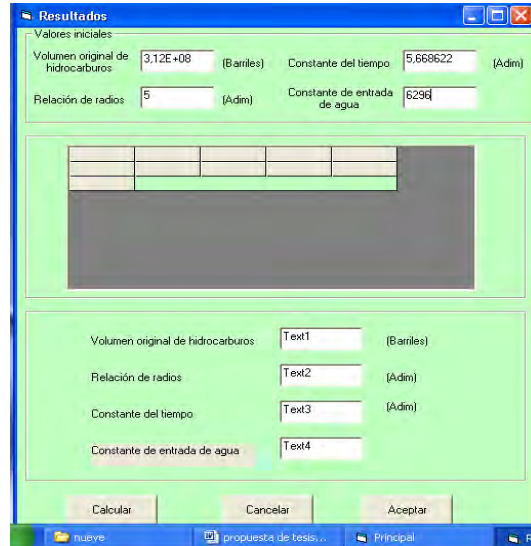


Figura15. Ventana de resultados.

Al dar un clic al botón de cálculos, la ventana de resultados mostrara el número de iteraciones que realizó el programa para estimar el volumen original de hidrocarburos.

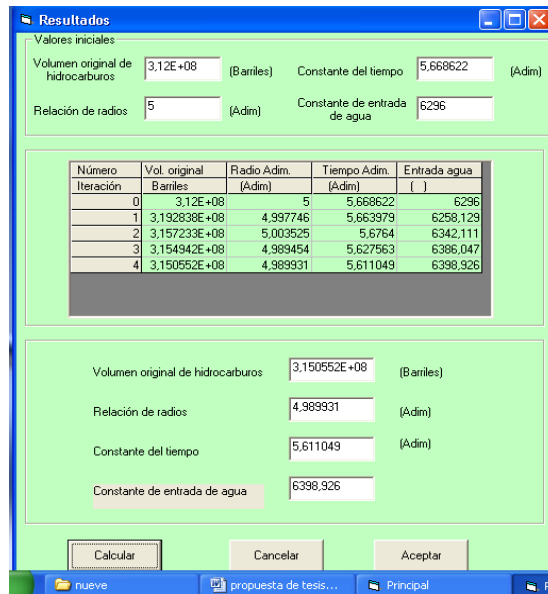


Figura 16. Reporte final.

5.3. VALIDACIÓN Y APLICACIÓN DEL PROGRAMA

En este tema se presenta una simulación realizada con el programa de cómputo; los datos empleados son de yacimientos reales y se reportan los resultados obtenidos de este.

Con el propósito de validar el método de optimización descrito en el subtema 5.1, se tomó un ejemplo existente en la literatura² para el caso de un yacimiento de aceite negro saturado, sin casquete de gas y con empuje hidráulico. Las características generales, las propiedades P.V.T. del fluido, y los datos de comportamiento presión – producción se presentan en las siguientes tablas.

TABLA 5.1. CARACTERÍSTICAS GENERALES PARA EL EJEMPLO 9.2. DEL LIBRO DAKE².

DATOS	VALORES	UNIDADES
Temperatura del yacimiento.	200	°F
Presión inicial de yacimiento.	2740	lb/pg ²
Presión de burbujeo.	2740	lb/pg ²
Temperatura a c.e. pce.	60	°F
Presión a c.e. pce.	14.7	lb/pg ²
Volumen original de aceite a c.e, N.	312	MMBLS
Fracción de volumen de la capa de gas	0.0	0,00
Compresibilidad de la formación, C _f .	3*10-6	(lb/pg ²) ⁻¹
Compresibilidad del agua de formación C _w .	4*10-6	lb/pg ²
Saturación de agua congénita, S _{wi} .	0.05	Frac.
Permeabilidad del acuífero	200	Md
Porosidad del acuífero	0.25	Frac
Espesor del acuífero	100	Pies
Viscosidad del agua	0.55	Cp
Radio externo del yacimiento, r _w	9200	Ft
Angulo de intrusión del agua de formación	140	Grados

**PROPIEDADES P.V.T. PARA LOS HIDROCARBUROS DEL EJEMPLO 9.2. DEL
LIBRO DAKE**

TABLA 5.2. PROPIEDADES PVT			
CA MPO DAKE			
PRESIÓN	Bo	Bg	Rs
(lb/pg)			(ft/Bcc)
2740	1.404	0.930	650.0
2500	1.374	0.980	592.0
2290	1.349	1.070	545.0
2109	1.329	1.170	507.0
1949	1.316	1.280	471.0
1818	1.303	1.390	442.0
1720	1.294	1.500	418.0
1608	1.287	1.600	398.0
1535	1.280	1.700	383.0
1480	1.276	1.760	371.0
1440	1.273	1.820	364.0

**DATOS PRESIÓN – PRODUCCIÓN PARA LA HISTORIA DE COMPORTAMIENTO
DEL YACIMIENTO DEL EJEMPLO DEL LIBRO 9.2. DAKE**

TABLA 5.3. CAMPO DAKE				
t	p	Np	Gp	Wp
AÑOS	(lb/pg)²	MMB_{ce}	MMpie³	MMB_{ce}
0	2740	0	0	0
1	2500	7,88	5988,8	0
2	2290	18,42	15564,9	0
3	2109	29,15	26832,6	0
4	1949	40,69	39676,2	0
5	1818	50,15	51393,5	0
6	1720	58,42	62217,3	0
7	1608	65,39	71602,1	0
8	1535	70,74	79228,8	0
9	1480	74,54	85348,3	0
10	1440	77,43	89818,8	0

LA primera etapa del método consiste en estimar los diferentes conjuntos de valores que intervienen en el proceso de cálculo:

La primera variable a estimar es el volumen original de aceite, del cual por lo general se tiene un valor aproximado, obtenido a partir de una estimación volumétrica, para este caso se dispone de un valor $N=312 \text{ MMB}_{ce}$.

CAPITULO 5 DESARROLLO DEL MÉTODO PARA ESTIMAR EL VOLUMEN ORIGINAL DE ACEITE Y PARÁMETROS DEL ACUÍFERO

Puesto que los intervalos de tiempo seleccionados están en años y los valores restantes en el sistema internacional, entonces la constante de conversión del tiempo adimensional es:

$$K_{ID} = \frac{\beta_i K_a}{\phi_a \mu_a C_{ia} r_o^2} = \frac{(2.309)(200)}{(0.25)(0.55)(7 * 10^{-6})(9200)^2} = 5.67 \text{ años}^{-1}$$

Similarmente la constante de agua será:

$$C_{VEH} = 1.119 f \phi C_i h_a r_D^2 = (1.119) \left(\frac{140}{360} \right) (0.25) (7 * 10^{-6}) (100) (9200)^2 = 6446. \frac{B_{Cv}}{\left(\frac{lb}{pg^2} \right)}$$

En el análisis realizado para este ejemplo Dake concluye que los valores correctos del radio adimensional y la entrada de agua son $r_D = 5.0$ y $C_{VEH} = 6296 \text{ B}_{Cy} / \text{lb/pg}^2$ respectivamente.

Con este conjunto de valores se efectuó una corrida del programa de cómputo para verificar la validez del método de optimización propuesto, obteniéndose los resultados siguientes:

COMPARACIÓN DE RESULTADOS OBTENIDOS POR LOS DOS MÉTODOS.

Tabla 5.4. EJEMPLO 9.2. DE DAKE				
VARIABLES	VALORES CALCULADOS	ESTIMACIÓN INICIAL DEL MÉTODO PROPUESTO	VALORES CALCULADOS MÉTODO PROPUESTO	NUMERO DE ITERACIONES
N MMB	312.000	312.000	315.000	3
Rd	5.00	5.00	4,998	
Ktd	5,677	5,668	5,651	
Cve	6296.00	6.445.686	6.364.880	

Se puede observar que los valores calculados por el método propuesto en este trabajo son similares a los obtenidos en el ejemplo Dake, por lo tanto se confirma la validación. Para efectos de validación se efectuaron pruebas de sensibilidad modificando en ambos sentidos los parámetros iniciales observándose en la mayoría de los casos una aproximación aceptable, siendo el parámetro mas sensible el volumen original de hidrocarburos.

APLICACIÓN PARA CASOS REALES.

Como ejemplo de aplicación se tomaron los datos del campo paredón y puerto Ceiba los cuales se definieron como yacimientos de aceite volátil con empuje hidráulico. A continuación se describe el procedimiento de cálculo para ambos campos. Las características generales, las propiedades P.V.T. del fluido, y los datos de comportamiento presión – producción se presentan en las siguientes tablas

CAMPO PAREDÓN

Características generales

CAMPO	PAREDÓN	
	VALORES	UNIDADES
Temperatura del yacimiento	F	279
Presión inicial de yacimiento (p_i)	(lb/pg ²)	9270.7
Presión de burbujeo (p_b)	(lb/pg ²)	5394.7
Temperatura a c.e. pce.	F	60
Presión a c.e. pce.	(lb/pg ²)	14.7
Volumen original de aceite a c.e (N_o)	MMBce	461
Fracción de volumen de la capa de gas, (B_g)		--
Compresibilidad de la formación, (C_f)	(lb/pg ²)	$2.18 \cdot 10^{-6}$
Compresibilidad del agua de formación, (C_w)	(lb./pg ²)	$2.00 \cdot 10^{-6}$
Saturación de agua congénita, (S_{wi})	(frac.)	0.13
Permeabilidad del acuífero, (k_w)	Md	60
Porosidad del acuífero, (ϕ_w)	(frac.)	0.025
Espesor del acuífero, (h_w)	Pies	50
Viscosidad del agua, (μ_w)	Cp	1
Radio externo del yacimiento, r	Pies	27511
Angulo de intrusión del agua de formación	Grados	360

TABLA 5.5

Propiedades del fluido (P.V.T.)

PROPIEDADES PVT				
CAMPO PAREDÓN				
PRESIÓN	FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE	FACTOR DE VOLUMEN DEL GAS	RELACIÓN DE SOLUBILIDAD DEL GAS EN EL ACEITE	RELACIÓN DE SOLUBILIDAD DEL ACEITE EN EL GAS
(lb/pg)	Bo	Bg	Rs	Rv
			(ft/Bcc)	
				0,3183
9514.7	2,5977	0	3141,1922	0,3183
9014.7	2,6285	0	3141,1922	0,3183
8014.7	2,6997	0	3141,1922	0,3183
7014.7	2,7879	0	3141,1922	0,3183
6014.7	2,9012	0	3141,1922	0,3183
5514.7	2,9715	0	3141,1922	0,3183
5394.7	2,99	0	3141,1922	0,3183
3614.7	1,4856	0,9553	860,8659	0,0508
2814.7	1,3095	1,1763	570,1931	0,0366
2014.7	1,1811	1,6172	354,8403	0,0258
1314.7	1,0883	2,5110	199,5503	0,0217
714.7	1,0137	4,7812	77,8523	0,0292

Tabla 5.6

Datos presión producción.

DATOS DE PRESIÓN PRODUCCIÓN				
CAMPO PAREDÓN				
TIEMPO.	PRESIÓN	PRODUCCIÓN DE ACEITE ACUMULADA.	PRODUCCIÓN DE GAS ACUMULADA	PRODUCCIÓN DE AGUA ACUMULADA
t	p	Np	Gp	Wp
AÑOS	(lb/pg)	MMBcc	MMpie3	MMBcc
0	9327,7	0	0	0
1	9156,7	0,82	1852	0
2	8802,09	8,33	17431	0
3	8316,17	17,05	43544	0
4	7744,78	29,15	74198	0
5	7134,19	43,83	109360	0
6	6530,66	61,57	169598	5,26
7	5980,945	79,25	226010	43,24
8	5529,83	95,35	270567	63,07

Tabla 5.7

Procedimiento de cálculo.

1. Como paso inicial se tomaron los datos experimentales del proceso de expansión a volumen constante del análisis P.V.T. composicional del pozo paredón 11, habiéndose efectuado con ellos el proceso de validación utilizando el programa de cómputo VALCO.

2. Con la presión de saturación, la composición original del fluido y los procesos experimentales obtenidos del análisis P.V.T. composicional del pozo paredón 11, se efectuó el proceso de caracterización del fluido utilizando la ecuación de estado de Peng – Robinson incluida en el programa P.V.T.
3. R_V se obtuvo a través de un proceso flash llevado a cabo para la composición de la fase de gas a diferentes etapas de presión; y el factor de volumen del agua B_w se obtuvo por medio de correlación.
4. Por ultimo con el conjunto de datos obtenido se estiman los parámetros involucrados en el cálculo del volumen original de hidrocarburos, además de los parámetros que definen la entrada de agua del acuífero al yacimiento.
5. Calculo del volumen original de hidrocarburos, y parámetros del acuífero.

$$K_{iD} = \frac{\beta_i K_a}{\phi_a \mu_a C_{ia} r_o^2} = \frac{(2.309)(k)}{(0.034)(1.0)(4.18 * 10^{-6})(27510)^2}$$

$$C_{VEH} = 1.119 f \phi C_i h_a r_D^2 = (1.119) \left(\frac{360}{360} \right) (0.034) (4.18 * 10^{-6}) (h_a) (27511)^2$$

Comparación de los métodos y resultados obtenidos

CAMPO PAREDÓN					
VARIABLES	VALORES CALCULADOS	ESTIMACIÓN INICIAL DEL MÉTODO PROPUESTO	VALORES CALCULADOS MÉTODO PROPUESTO	NUMERO DE ITERACIONES	UNIDADES
N	461.00	428.00	428.08	24	MMB
Rd	5	5.21			Adimensional
Ra			143342.74		Ft
Ktd	1,28	0,85			Adimensional
ka			39.34		Md
ha			89.73		Ft
Cve	10799.80	10799.6			(Bcy/(lb/pg2))

Tabla 5.8.

CAMPO PUERTO CEIBA

5.9. Características generales relacionadas con el campo Puerto Ceiba.

CAMPO PUERTO CEIBA		
DATOS	UNIDADES	
Temperatura del yacimiento	F	311
Presión inicial de yacimiento (p_i)	(lb/pg)	16500
Presión de burbujeo(p_b)	(lb/pg)	1800
Temperatura a c.e. pce.	F	60
Presión a c.e. pce.	(lb/pg)	14.7
Volumen original de aceite a c.e (N_o)	MMBce	955.364
Fracción de volumen de la capa de gas, (B_g)		0.0
Compresibilidad de la formación, (C_f)	(lb/pg)	$2.5 \cdot 10^{-5}$
Compresibilidad del agua de formación, (C_w)	(lb./pg)	$2,29 \cdot 10^{-6}$
Saturación de agua congénita, (S_{wi})	(frac)	0.137
Permeabilidad del acuífero, (k_w)	md	150
Porosidad del acuífero, (ϕ_w)	(frac)	0,5
Espesor del acuífero, (h_w)	Pies	1500
Viscosidad del agua, (μ_w)	cp	0.333
Radio externo del yacimiento, r	Pies	45000
Angulo de intrusión del agua de formación	grados	360

TABLA 5.9. Información básica relacionada con el campo Puerto Ceiba.

TABLA 5.10 Propiedades P.V.T. Para los hidrocarburos del campo Puerto Ceiba

PROPIEDADES PVT				
Muestra de aceite del pozo 115				
PRESIÓN	FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE	FACTOR DE VOLUMEN DEL GAS	RELACIÓN DE SOLUBILIDAD DEL GAS EN EL ACEITE	RELACIÓN DE SOLUBILIDAD DEL ACEITE EN EL GAS
	Bo	Bg	Rs	Rv
16250	1.2465	0	766.0	0
15275.5	1.2510	0	766.0	0
13063.8	1.2625	0	766.0	0
8960.4	1.3020	0	766.0	0
5013.6	1.3595	0	766.0	0
2766.3	1.4065	0	766.0	0
2218.7	1.4205	0	766.0	0
1884.5	1.4300	0.0060	766.0	0
1792.1	1.4150	0.0125	755.0	0
1642.7	1.3905	0.0145	717.5	0
1272.9	1.3305	0.0200	572.5	0
867.6	1.2710	0.0280	457.5	0
540.4	1.2180	0.0370	330	0

Tabla 5.11. Datos Presión – Producción Para la Historia de Comportamiento del Campo Puerto Ceiba

DATOS DE PRESIÓN PRODUCCIÓN				
CAMPO CEIBA 115				
TIEMPO	PRESIÓN	PRODUCCIÓN DE ACEITE ACUMULADA.	PRODUCCIÓN DE GAS ACUMULADA	PRODUCCIÓN DE AGUA ACUMULADA
t	p	Np	Gp	Wp
AÑOS	(lb/pg)	MMBcc	MMpie3	MMBcc
0	16140.00	0.418000	0.19100	0.000
1	16108.00	1.188000	0.54800	0.000
2	16087.00	1.682000	0.81000	0.000
3	16056.00	2.425000	1.26900	0.000
4	16010.00	3.516000	1.94900	0.000
5	15954.95	4.842647	2.78434	0.000
6	15871.00	6.849100	4.00504	0.000
7	15587.43	13.636820	7.60066	0.000
8	15006.00	28.495000	18.481540	0.017
9	14028.00	60.783000	39.28250	0,573
10	12939.00	97.708000	64.272900	2.294

TABLA 5.11

Procedimiento de cálculo.

1. Como paso inicial se tomaron los datos experimentales del proceso de expansión a volumen constante del análisis P.V.T. del pozo Puerto Ceiba 105, habiéndose efectuado con ellos el proceso de validación.
2. Con la presión de saturación, la composición original del fluido y los procesos experimentales obtenidos del análisis P.V.T. del pozo Puerto Ceiba 105, se efectuó el proceso de caracterización del fluido utilizando la ecuación de estado de Peng – Robinson la cual esta incluida en el programa P.V.T.
3. Por ultimo, con el conjunto de datos obtenido se estiman los parámetros involucrados en el cálculo del volumen original de hidrocarburos, además de los parámetros que definen la entrada de agua del acuífero al yacimiento.
4. Cálculo del volumen original de hidrocarburos, y parámetros del acuífero.

$$K_{iD} = \frac{\beta_i k_a}{\phi_w \mu_w c_{tw} r_w^2} = \frac{(2.309)(k)}{(0.034)(1.0)(4.18 * 10^{-6})(27510)^2}$$

$$C_{VEH} = 1.119 f \phi c_i h_a r_D^2 = (1.119) \left(\frac{360}{360} \right) (0.034) (4.18 * 10^{-6}) (h_a) (27511)^2$$

Tabla 5.12. Comparación de los métodos y resultados obtenidos

CAMPO PUERTO CEIBA				
VARIABLES	VALORES CALCULADOS	ESTIMACIÓN INICIAL DEL MÉTODO PROPUESTO	VALORES CALCULADOS MÉTODO PROPUESTO	UNIDADES
N	1144000000	1.057032E+09		MMB
Rd	1.5	1.500403		Adimensional
Ra			1494.6436	Ft
Ktd	0.313683119116	0.3358461		Adimensional
Cve	17555.937496	19525.78		(Bcy/(lb/pg2))
V_w		1657*10⁶		MMB

Tabla 5.12.

CONCLUSIONES

El programa de cómputo fue desarrollado bajo ambiente Windows lo que lo hace “amigable” ya que se realizó en Visual Basic 6.0, es versátil en su empleo debido a su facilidad para introducir los datos y de manipularlos además de facilitar la comprensión del mismo.

Por medio de este programa se pueden estimar el volumen original de aceite y los parámetros del acuífero asociado en yacimientos de aceite volátil, con entrada natural de agua. El programa efectúa un análisis de regresión con base en un proceso de optimización, aplicando el método iterativo de Newton – Raphson.

Para poder obtener una evaluación correcta o confiable del comportamiento de los fluidos que presentan composición variable es necesario que los datos requeridos que obtienen a partir de un estudio P.V.T. sean validados, lo cual permitirá realizar una caracterización adecuada del fluido, ya que de esta forma se dispondrá de una información representativa y fidedigna de las propiedades de los fluidos contenidos en el yacimiento.

Para que nuestro simulador funcione al cien por ciento de confiabilidad en los resultados, los usuarios deberán seleccionar la información más confiable del sistema yacimiento acuífero. Para algunos datos que no se conocen al inicio de un estudio se debe realizar una estimación inicial en función de la experiencia del profesional del encargado del yacimiento, los cuales se corregirán al encontrar los valores correctos del ajuste del comportamiento del yacimiento por medio del programa presentado en esta tesis.

Un aspecto fundamental relacionado con el proceso del ajuste del comportamiento del yacimiento por medio del procedimiento descrito en esta tesis, es el de la sensibilidad de la solución con respecto al volumen original de aceite debido a que este valor es básico en el proceso de optimización, ya que de él dependerán los parámetros restantes y la confiabilidad de los resultados obtenidos.

NOMENCLATURA

$B_g =$	Factor de volumen del gas ($\text{bl}_{\text{cy}} / \text{pie}^3_{\text{sce.}}$).
$B_{gi} =$	Factor de volumen del gas inicial ($\text{bl}_{\text{cy}} / \text{pie}^3_{\text{sce.}}$).
$B_O =$	Factor de volumen del aceite ($\text{bl}_{\text{cy}} / \text{pie}^3_{\text{sce.}}$).
$B_{Oi} =$	Factor de volumen del aceite inicial ($\text{bl}_{\text{cy}} / \text{pie}^3_{\text{sce.}}$).
$B_{ObD} =$	Factor de volumen del aceite a la presión de burbuja obtenido del Proceso diferencial en el laboratorio ($\text{bl}_{\text{cy}} / \text{pie}^3_{\text{sce.}}$).
$B_{Obf} =$	Factor de volumen del aceite a la presión de burbuja obtenido del Proceso flash en el laboratorio ($\text{bl}_{\text{cy}} / \text{pie}^3_{\text{sce.}}$).
$B_{Od} =$	Factor de volumen del aceite a cualquier presión obtenido del Proceso diferencial en el laboratorio ($\text{bl}_{\text{cy}} / \text{pie}^3_{\text{ce.}}$).
$B_W =$	Factor de volumen de agua ($\text{bl}_{\text{cy}} / \text{pie}^3_{\text{ce.}}$).
$C_f =$	Compresibilidad de la formación ($\text{lb/pg}^2)^{-1}$
$C_{ta} =$	Compresibilidad total del acuífero ($\text{lb/pg}^2)^{-1}$
$C_W =$	Compresibilidad del agua de formación ($\text{lb/pg}^2)^{-1}$
$C_{VEH} =$	Constante de entrada de agua de Van Everdingen y Hurst ($\text{lbs}_{\text{cy}}/\text{pg}^2$)
$e =$	Función exponencial (adimensional)
$f =$	Relación del ángulo de contacto que forma el acuífero y el yacimiento (Adimensional)
$G_{f_{gi}} =$	Volumen de la fase inicial de gas en el yacimiento. (Pie^3_{cy})
$h_a =$	Espesor neto del acuífero (Pie)
$J_0 =$	Función Bessel de grado cero. (Adimensional)
$J_1 =$	Función Bessel de grado uno. (Adimensional)
$K_a =$	Permeabilidad del acuífero. (md).
$K_i =$	Constante de equilibrio (adimensional)
$K_{tD} =$	Constante de conversión del tiempo adimensional (años^{-1})

$N =$	Volumen de aceite (bl _{sce})
$N_{foi} =$	Volumen de la fase de aceite inicial (bl _{sce}).
$N_p =$	Producción acumulada de aceite (bl _{sce})
$P =$	Presión (lb/p _g ²).
$\bar{P} =$	Presión media (lb/p _g ²).
$P_b =$	Presión inicial (lb/p _g ²).
$r_a =$	Radio del acuífero. (Pies).
$r_o =$	Radio del yacimiento. (Pies)
$r_D =$	Relación de la dimensión radial acuífero - yacimiento. (Adimensional).
$RGA =$	Relación gas – aceite (Pie ³ / bls.)
$R_p =$	Relación de producciones acumuladas de gas y aceite. (Pie ³ _{cc} /bls.)
$R_s =$	Relación de solubilidad del gas en el aceite (Pie ³ _{cc} /bls _{ce} .)
$R_{si} =$	Relación de solubilidad inicial del gas en el aceite (Pie ³ _{cc} /bls _{ce} .)
$R_{sd} =$	Relación de solubilidad del gas en el aceite obtenido del proceso Diferencial en el laboratorio. (Pie ³ _{cc} /bls _{ce} .)
$R_{sid} =$	Relación de solubilidad inicial del gas en el aceite obtenido del Proceso diferencial en el laboratorio. (Pie ³ _{cc} /bls _{ce} .)
$R_{sif} =$	Relación de solubilidad inicial del gas en el aceite obtenido del Proceso flash en el laboratorio. (Pie ³ _{cc} /bls _{ce} .)
$R_v =$	Relación de solubilidad del aceite en el gas. (bls _{ce} ./ Pie ³ _{cc})
$R_{vi} =$	Relación de solubilidad inicial del aceite en el gas. (bls _{ce} ./ Pie ³ _{cc})
$T =$	Temperatura. (°F).
$t =$	Tiempo (años).
$V_R =$	Volumen relativo (Adimensional).
$W_e =$	Entrada de Agua (bls).

$Y_0 =$	Función Bessel de grado cero.
$Y_1 =$	Función Bessel de grado uno.
$Z =$	Factor de compresibilidad del gas (adimensional).

SUBÍNDICES

$a =$	Acuífero.
$C_e =$	Condiciones estándar.
$C_y =$	Condiciones de yacimientos.
$D =$	Adimensional.
$g =$	Gas.
$Y =$	Índice de puntos observados.
$j =$	Índice de la incógnita.
$k =$	Índice de las derivadas de la función con respecto a la incógnita.
$l =$	Índice de raíz de la función Bessel.
$o =$	Aceite.
$w =$	Agua.

SUPERÍNDICES

$n =$	Numero de puntos.
$v =$	Nivel de iteración.

GRIEGAS.

$\Delta W =$	Variación del volumen de agua
$\Delta W =$	Variación del volumen de la presión.
$\beta_t =$	Constante de conversión de unidades
$\alpha =$	Raíces de la función Bessel.
$\mu =$	Viscosidad.
$\phi =$	Porosidad.

BIBLIOGRAFÍA

1. Van Everdingen A. F. y Hurst W. “Application of the Laplace Transform to flow Problems in Reservoir”. Trans. AIME (1949). 304-324.
2. Hurst W. “Water Influx into a Reservoir and Its Application to the Equation of Volumetric Balance” Trans, AIME (1943) 151-157.
3. Dake L.P. “Fundamental of Reservoir Engineering” Elsevier Scervier Scientific Publishing Company (1978).
4. McCain W D Jr: “The properties of petroleum fluids”, Penn well publishing company, Tulsa (1990).
5. Mendez L.T. y Teyssiers S. J.: “Caracterización de los Fluidos de Yacimientos Petroleros” Revista IMP. Vol. XI No. 4 (octubre 1979) 55-70.
6. Schilthuis R. J. “Active Oil and Reservoir Energy” Trans. AIME (1936) 118, 133-152.
7. Havlena D. H. y Odhen A.S. “The Material Balance as an Equation of Straight Line” J. Pet Tech. (Agosto, 1963) 896-900.
8. McEwen C.R. “Material Balance Calculations with Water Influx In the presence of Uncertainty in pressures”. Soc. Pet. Eng J (Junio de 1962) 120- 128; AIME 225.
9. G.W. Tracy “Simplified Form of the Material Balance Equation”, Stanolind Oil and Gas. (1955).
10. Michael P. Robinson “Pressure Interference Correction to the Material Balance Equation for Water-Drive Reservoirs Using a Digital Computer” (1958).
11. Hurst, William, Petroleum Reservoir Engineer “The material balance equation”, (1974).

12. Therani, D. H.: “An Analysis of volumetric Balance Equation for Calculation of Oil in Place and Water Influx”, J Pet. Tech. (Septiembre 1985) 1664 – 1670.
13. Rossen R. H. “A Regression Approach to Estimating Gas In Place for gas Fields”, J. Pet. Tech. (Octubre 1975) 1283 – 1289.
14. Miranda A. and Raghavan R. “Optimization of the Material Balance Equation” J Can Pet Tech (Octubre – Diciembre 1975) 554-61.
15. Chatas A. T. “ The Estimation of Aquifer Properties from reservoir performance in water – Drive Fields”, artículo SPE 2970, Presentado en el 45th Annual Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, Houston Tex(Octubre 1970) 4-7.
16. Woods, R. W. “Case History of Reservoir Performance of a Highly Type of Oil Reservoir” Trans, AIME (1955), 204-237.
17. Cook A. B. Spencer G. B. y Bobrowski, F. P. “Special Considerations in Predicting Reservoir Perfomance of Highly Volatile Type Oil Reservoirs”, Trans, AIME (1951) 192, 37.